

Dipl.-Ing. Hartmut Kopp, Hannover

**Mehrzweckschutzrelais
für Mittelspannungsnetze
unter Berücksichtigung
von Stationsleitsystemen**

Reihe **21**: Elektrotechnik

Nr. **75**

Kopp, Hartmut

Mehrzweckschutzrelais für Mittelspannungsnetze unter Berücksichtigung von Stationsleitsystemen

Fortschr.-Ber. VDI Reihe 21 Nr. 75. Düsseldorf: VDI-Verlag 1990.
204 Seiten, 58 Bilder, 30 Tabellen.

Für die Dokumentation: Betriebsmeßtechnik — Differentialschutz — Echtzeitmarkierungen — Impedanzschutz — Mittelspannungsnetze — Rush-Erkennung — Selektivschutz — Stationsleittechnik — Störungserfassung — Überstromschutz

In der konventionellen Schutztechnik werden spezielle, jeweils für eine bestimmte Schutzfunktion verwendbare Schutzrelais eingesetzt. Ein neuartiges, universell verwendbares Mehrzweckschutzrelais (MZR) wird vorgestellt, dessen Schutzfunktionen ausschließlich durch Software bestimmt sind. Hiermit wird nachgewiesen, daß die vorhandene Typenvielfalt von Schutzrelais für Mittelspannungsnetze auf einen MZR-Grundtypus reduziert werden kann. Das MZR kann in Stationsleitsysteme eingebunden werden. Die Schutzfunktionen des MZR sind Überstromschutz (MZR-I), Distanzschutz (MZR-Z) und Differentialschutz (MZR-D). Zusätzlich werden ausgeführt: Thermisches Abbild, Erdschlußerkennung, Erdschlußrichtungsbestimmung, Kurzunterbrechung und Betriebsmeßtechnik. Ein kostengünstiges MZR-Modul zur Speicherung von Störungsereignissen wird beschrieben.

Die Reihen der FORTSCHRITT-BERICHTS VDI:

- | | |
|--|---|
| 1 Konstruktionstechnik/Maschinenelemente | 12 Verkehrstechnik/Fahrzeugtechnik |
| 2 Fertigungstechnik | 13 Fördertechnik |
| 3 Verfahrenstechnik | 14 Landtechnik/Lebensmitteltechnik |
| 4 Bauingenieurwesen | 15 Umweltechnik |
| 5 Grund- und Werkstoffe | 16 Technik und Wirtschaft |
| 6 Energieerzeugung | 17 Biotechnik |
| 7 Strömungstechnik | 18 Mechanik/Bruchmechanik |
| 8 Meß-, Steuerungs- und Regelungstechnik | 19 Wärmetechnik/Kältetechnik |
| 9 Elektronik | 20 Rechnerunterstützte Verfahren
(CAD, CAM, CAE, CAP, CAQ, CIM, ...) |
| 10 Informatik/Kommunikationstechnik | 21 Elektrotechnik |
| 11 Schwingungstechnik | |

© VDI-Verlag GmbH · Düsseldorf 1990

Alle Rechte, auch das des auszugsweisen Nachdruckes, der auszugsweisen oder vollständigen Wiedergabe (Photokopie, Mikrokopie), der Speicherung in Datenverarbeitungsanlagen und das der Übersetzung, vorbehalten

Als Manuskript gedruckt. Printed in Germany.

ISSN 0178-9481

ISBN 3-18-147521-1

Vorwort

Die vorliegende Arbeit entstand während meiner Tätigkeit am Institut für Elektrische Energieversorgung der Universität Hannover unter der Leitung von Herrn Prof. Dr.-Ing. G. Funk. Ich danke ihm sehr herzlich für die gewährte Unterstützung, für seine Anregungen und die Übernahme des Hauptberichtes.

Herrn Prof. Dr.-Ing. J. Nestler danke ich für die Übernahme des Mitberichtes und die Hinweise zur Arbeit.

Der Deutschen Forschungsgemeinschaft danke ich für die finanzielle Förderung der Arbeit innerhalb des Schwerpunktprogramms "Neue leit- und schutztechnische Verfahren in der elektrischen Energieversorgung".

Weiterhin gilt mein Dank Frau Pagel für die Hilfen beim Aufbau der Labormuster und bei den Dokumentationsarbeiten sowie allen Kollegen des Institutes und studentischen Mitarbeitern für die tatkräftige Unterstützung.

Für die gewährten Möglichkeiten zur Durchführung von Feldversuchen habe ich mehreren Energieversorgungsunternehmen zu danken sowie deren Mitarbeitern für wertvolle Anregungen.

Hannover, Juni 1990

Hartmut Kopp

Abstract

KOPP, HARTMUT:

**Mehrzweckschutzrelais für Mittelspannungsnetze
unter Berücksichtigung von Stationsleitsystemen**

Ein universell verwendbares Mehrzweckschutzrelais (MZR) wird vorgestellt, dessen Schutzfunktionen ausschließlich durch Software bestimmt sind. Mit dem MZR wird nachgewiesen, daß die vorhandene Typenvielfalt von Schutzrelais für Mittelspannungsnetze auf einen Grundtypus reduziert werden kann. Das MZR kann in Stationsleitsysteme eingebunden werden.

Die Schutzfunktionen des MZR sind Überstromschutz (MZR-I), Distanzschutz (MZR-Z) und Differentialschutz (MZR-D). Ergänzend werden ausgeführt thermisches Abbild, Erdschlußerkennung, Erdschlußrichtungsbestimmung, Kurzunterbrechung und Betriebsmeßtechnik.

Für jede Schutzfunktion wurde ein spezielles Programmsegment erstellt. Je nach Komplexität der Schutzaufgabe übernimmt ein Signalprozessor bestimmte Aufgaben im MZR, wie z.B. digitale Filterung der Meßsignale, Impedanzbestimmung, Diskrete Fouriertransformation, Bestimmung des Mitsystems nach dem Verfahren der symmetrischen Komponenten.

Die von der Schutzfunktion unabhängigen Programmbestandteile sind zu einem echtzeitfähigen Multitask-Betriebssystem zusammengefaßt.

Ein kostengünstiges MZR-Modul zur Speicherung von Störungsereignissen wird als Erweiterung gegenüber konventionellen Schutzrelais vorgestellt. Hiermit können vom MZR erkannte Störungen achtkanalig erfaßt und mit Echtzeitmarken versehen auf Disketten im standardisierten Aufzeichnungsformat gespeichert werden.

Ein neues Verfahren zur Simulation des Meßverhaltens der erstellten MZR-Varianten mit dem Programm "EMTP" auf einem Personalcomputer der AT-Klasse wurde entwickelt.

Mehrzweckschutzrelais für Mittelspannungsnetze
unter Berücksichtigung von Stationsleitsystemen

0	Formelzeichen, Indizes und Abkürzungen	6
1	Einleitung	10
1.1	Selektivschutz elektrischer Netze	10
1.2	Zeitliche Entwicklung der Schutztechnik	11
1.3	Ziel der Arbeit	16
2	Schutzrelais in Stationsleitsystemen	17
2.1	Aufgaben der Leittechnik	17
2.2	Stationsleitsysteme	20
2.3	Stationsleitsystem des Instituts für Elektrische Energieversorgung, Hannover	23
3	Bedingungen für den Entwurf eines Mehrzweckschutzrelais (MZR)	27
3.1	Kompatibilität der Meßwertversorgung	27
3.2	Schutzfunktionen	31
3.3	Zusatzfunktionen	32
3.4	Einbindung in Stationsleitsysteme	33
3.5	Anregeverfahren	37
3.6	Parametrierverfahren	39
3.7	Prüfbarkeit und funktionale Sicherheit von Hard- und Software	42
3.8	Aspekte der Wirtschaftlichkeit	44
3.9	Modularisierung von Hard- und Software	46
3.10	Abtastfrequenz und Rechnerleistung	48
4	Verfahren für die Schutzfunktionen des MZR	51
4.1	Überstromschutz (MZR-I)	51
4.2	Impedanzschutz (MZR-Z)	56
4.2.1	Impedanzbestimmung	56
4.2.2	Mustererkennung zur Impedanzauswahl	60
4.2.3	Auslösekennlinien	66
4.2.4	Erkennung quasistationärer Impedanzen	70
4.2.5	Fehlernachortung	72

4.3	Differentialschutz	72
4.3.1	Grundlagen der Differenzermittlung	74
4.3.2	Kriterium zur Unterscheidung zwischen Rush-Vorgängen und Lastsprüngen	75
4.3.3	Realisierung und Kennlinien	81
4.4	Erdschlußerkennung und wattmetrische Erdschlußrichtungsbestimmung	86
4.5	Wärmeabbildfunktion	87
5	Speicherung und Auswertung von Störungsereignissen	90
5.1	Konventionelle Störgrößenaufzeichnung	90
5.2	Störgrößenaufzeichnung mit dem MZR	90
5.2.1	Allgemeine Randbedingungen	90
5.2.2	Abtastfrequenz	93
5.2.3	Anregung	94
5.2.4	Aufzeichnungsdauer	95
5.3	Verfahren der Störgrößenaufzeichnung	97
5.4	Technische Ausführung	100
5.5	Programmsystem zur Auswertung von Störgrößenaufzeichnungen	102
6	Hardware des Mehrzweckschutzrelais (MZR)	108
6.1	Wahl des Prozessorsystems	108
6.1.1	Hauptprozessor	112
6.1.2	Signalprozessor	114
6.2	Schaltungstechnik	114
6.2.1	Analog-Schaltungen	114
6.2.2	Digital-Schaltungen	120
6.2.3	Zusatzeinrichtungen	123
6.2.4	Sicherheitsüberlegungen zur MZR-Hardware	127
7	Software des Mehrzweckschutzrelais (MZR)	131
7.1	Wahl der Programmiersprache	131
7.2	MZR-Betriebssystem	133
7.2.1	Vorbemerkungen	133
7.2.2	Prioritätsebenen	137
7.2.3	Arithmetik- und Hilfsprozeduren	140
7.3	Digitales Filter	141
7.4	Betriebsmeßtechnik	143

7.5	Parametrierung	144
7.5.1	Parametrierung über die Einstell- und Anzeigeeinheit	144
7.5.2	Parametrierung über tragbaren Personalcomputer	145
8	Testmethoden, Labor- und Feldversuche	149
8.1	Simulation des verwendeten Impedanzschutzalgorithmus mit dem Elektromagnetischen-Transienten-Programm (EMTP)	150
8.1.1	EMTP-Nachbildung des MZR-Systemverhaltens	151
8.1.2	Simulationsergebnisse für verschiedene Kurzschlußarten	153
8.1.3	Auswertung der Rechenergebnisse	158
8.2	Labor- und Feldversuche	159
9	Ausblick	162
10	Zusammenfassung	165
11	Schrifttum	168
 Anhang		
A	Modellnetz zur Untersuchung des stationären und transienten Auslöseverhaltens des Mehrzweckschutzrelais	179
B	Stationäres Strom-, Spannungs- und Impedanzverhalten am Relaiseinbauort bei verschiedenen Netzfehlern	181
B-1	Spannungen und Ströme am Fehlerort	181
B-2	Spannungen und Ströme am Relais-Einbauort	183
B-3	Impedanzen am Relaiseinbauort in Abhängigkeit von der Fehlerart	185
C	Liste der Parametrier- und Bedienfunktionen	188
D	Programmroutinen des MZR-Betriebssystems	193
E	Beschreibung der Arithmetik-Prozeduren des MZR	199

0 Formelzeichen, Indizes und Abkürzungen

Schreibweisen:

komplexe Größen	z.B.: \underline{U} , \underline{I} , \underline{Z}
Betrag komplexer Größen	z.B.: $ \underline{U} $, $ \underline{I} $, $ \underline{Z} $
Momentanwerte	z.B.: u , i
Scheitelwerte	z.B.: \hat{u} , \hat{i}
Abtastwerte	z.B.: u_1 , u_2 , ... i_1 , i_2 , ...

Formelzeichen:

a	Wärmeübergangskoeffizient
A	Fläche, Oberfläche
\underline{a}	komplexer Drehfaktor, $\underline{a} = e^{j120^\circ}$
c	spezifische Wärmekapazität
\underline{c}_k	komplexer Fourierkoeffizient
f_A	Abtastfrequenz
\underline{I}_D	Durchgangsstrom (komplex)
I_{th}	thermisch wirksamer Strom
I_{thM}	Meldegrenzwert des "thermischen" Stromes
$I_n(MZR)$	Nennstrom des MZR
i_Q	Momentanwert des Stromes der Netzeinspeisung
I_Q	Effektivwert des Stromes der Netzeinspeisung
I_{mittel}	Mittelwert aus aufeinanderfolgenden Effektivwerten
\underline{I}_0	Nullstrom
\underline{I}_{m1}	Grundschwingungsstrom im Mitsystems
\underline{I}_{m2}	2. Oberschwingung des Stromes im Mitsystem
k_0	Summenstromfaktor (komplex)
ld	Logarithmus zur Basis 2
m	Masse
$\min(x,y)$	kleinerer Wert von x,y
P_V	Verlustleistung
P_{ab}	abgeführte Leistung
P_i	gespeicherte Leistung
R_B	Lichtbogenwiderstand
T	Periodendauer
T_0	Anfangstemperatur
T_{end}	Endtemperatur

T_{kr}	Maximaltemperatur
T_{umg}	Umgebungstemperatur
τ	Zeitkonstante
t_{Tkr}	Zeit bis zum Erreichen der zul. Maximaltemperatur
u_Q	Momentanwert der Spannung der Netzeinspeisung
U_Q	Effektivwert der Spannung der Netzeinspeisung
$U_n(MZR)$	Nennspannung des MZR
$U_U(MZR)$	Sekundärspannung des MZR-Spannungswandlers
U_0	Nullspannung
\ddot{u}_{IH}	Übersetzungsverhältnis des Anlagen-Stromwandlers
\ddot{u}_{UH}	Übersetzungsverhältnis des Anlagen-Spannungswandlers
v_I	Analogverstärkung im Strompfad
v_{Ib}	Verstärkung im Strompfad bei Betriebsmessung
$v_{I\ddot{U}}$	Verstärkung im Strompfad im Überstrombereich
λ_k	Fourier-Koeffizient
Z_{0F}	Nullimpedanz zwischen Relaiseinbauort und Fehlerstelle
Z_{0Q}	Nullimpedanz des speisenden Netzes
Z_F	wirksame Kurzschlußimpedanz
Z_{mF}	Mitimpedanz zwischen Relaiseinbauort und Fehlerstelle
Z_{mQ}	Mitimpedanz des speisenden Netzes
Z_L	Leitungsmitimpedanz
$Z_{\ddot{U}}$	Impedanz der Übergreifstufe (KU)

Indizes:

B	Lichtbogen
E	Erde
F	Fehler
G	Grenzwerte des Auslösegebietes
k	Zählindex
m	Mitsystem
0	Nullsystem
Q	Netzeinspeisung
\ddot{U}	Übergreifstufe

Abkürzungen:

AMZ	Abhängiges Maximalstrom-Zeitrelais (Abhängiges Überstrom-Zeitrelais)
KU	Kurzunterbrechung
MZR	Mehrzweck-Schutzrelais
MZR-Z	Mehrzweck-Schutzrelais als Distanzschutzrelais
MZR-I	Mehrzweck-Schutzrelais als Überstromschutzrelais
MZR-D	Mehrzweck-Schutzrelais als Differentialschutzrelais
HS	Hochspannung
MS	Mittelspannung
UMZ	Unabhängiges-Maximalstrom-Zeitrelais (Unabhängiges Überstrom-Zeitrelais)

ADU	Analog-Digital-Umsetzer
ASIC	Application Specific Integrated Circuit
AT	Kennzeichnung einer Rechnerfamilie, eingetragenes Warenzeichen der Fa. IBM
Bd	Baud, Übertragungsgeschwindigkeit in Bit/s
Bit	Binary Digit
Byte	8-Bit-breites Datenwort (1 kByte = 1024 Byte)
C	Name einer Programmiersprache
CISC	Complex Instruction Set Computer
CPU	Central Processing Unit
DFT	Diskrete Fourier Transformation
DMA	Direct Memory Access
DR-DOS	Digital Research Disk Operating System
EPROM	Erasable Programmable Read Only Memory
EEPROM	Electrical Erasable Programmable Read Only Memory
I/O	Input / Output, Anschlußkennzeichnung
IR	Interrupt
LCA	Logic Cell Array
LED	Light Emitting Diode
LSB	Least Significant Bit eines binär codierten Wortes mit der Wertigkeit 2^0
LWL	Lichtwellenleiter
MASM	Assembler der Firma Microsoft
MSB	Most Significant Bit mit der Wertigkeit 2^{n-1} eines binär codierten n-Bit-breiten Wortes
MS-DOS	Microsoft-Disk Operating System

MUX	Analog-Multiplexer
NMI	Nonmaskable Interrupt
RAM	Random Access Memory
RISC	Reduced Instruction Set Computer
ROM	Read Only Memory
SAL	Name einer Programmiersprache
S&H	Sample & Hold-Schaltkreis
TMS-320	Mikroprozessorbezeichnung der Firma Texas Instruments
TURBO-C	Name einer Programmiersprache
UART	Universal Asynchron Receiver Transmitter Circuit
V25	Mikroprozessorbezeichnung der Firma NEC
XT	Kennzeichnung einer Rechnerfamilie, eingetragenes Warenzeichen der Fa. IBM
<hr/>	
80XXX	Mikroprozessorbezeichnung für die Intelprozessoren 80186, 80286
CS-Register	Code-Segment-Register des 80XXX
DS-Register	Daten-Segment-Register des 80XXX
ES-Register	Extra-Segment-Register des 80XXX
SS-Register	Stack-Segment-Register des 80XXX
AX, BX, CX	Register des 80XXX
AH, AL	Low- und High-Bytes des AX-Registers

1 Einleitung

1.1 Selektivschutz elektrischer Netze

Beim Betrieb elektrischer Netze können Störungen auftreten, die ein unverzügliches Eingreifen in den Netzbetrieb erfordern, um Gefährdungen von Personen und Anlagen zu vermeiden. Zu den Ursachen von Netzstörungen zählen z.B. atmosphärische Überspannungen, mechanische Beschädigungen der Betriebsmittel oder Isolationschwächungen durch Verschmutzung oder Alterung. Die Störungs- und Schadensstatistik der Vereinigung Deutscher Elektrizitätswerke /1.1/ weist für die Jahre 1983 bis 1987 die in Bild 1.1 eingetragenen Zahlen und Arten von Fehlern in elektrischen Energieversorgungsnetzen auf.

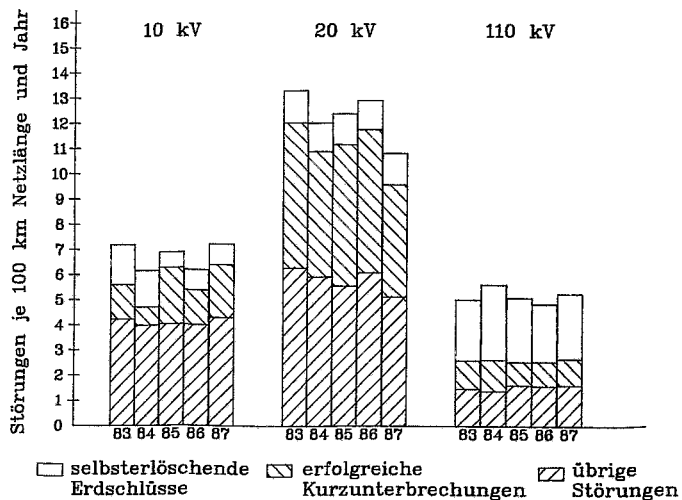


Bild 1.1 Netzstörungen in den Jahren 1983 bis 1987

(Quelle: VDEW /1.1/)

Das unverzügerte Eingreifen im Störfall wird von dezentral eingesetzten Schutzrelais veranlaßt. Sie analysieren kontinuierlich das Netzverhalten. Je nach Funktionsprinzip werden unterschiedliche Meßsignale verwendet:

- Netzströme
- Netzspannungen
- Impedanz, Admittanz, Leistungsrichtung
- Netzfrequenz

Im Fehlerfall werden von den Schutzrelais selbsttätig Leistungsschalter angesteuert, die selektiv die Fehlerstelle freischalten. Hierbei arbeiten die Schutzrelais autark, d.h. unabhängig von der Betriebsführung der Netze.

Nach /1.1/ konnten durch das Eingreifen von Schutzrelais in 10-kV- und 20-kV-Netzen ca. 50% der Fehler, in 110-kV-Netzen 88% der Fehler ohne Unterbrechung der Energielieferung behoben werden. Die dezentrale Selektivschutztechnik ist einer der Eckpfeiler des erreichten hohen Verfügbarkeitsgrades der elektrischen Energieversorgung.

1.2 Zeitliche Entwicklung der Schutztechnik

Die Entwicklung der Schutztechnik ist durch vier Generationen von Schutzrelais nach Bild 1.2 gekennzeichnet. Sie begann 1904 /1.2/ mit der ersten Generation basierend auf elektromechanischen Meßsystemen, z.B. Ferraris-Scheibe und Drehanker /1.3/, /1.4/. Die besonders in Deutschland übliche Vermaschung der Netze führte frühzeitig zu der hier herausragenden Bedeutung des Impedanzschutzes. Der Distanzschutz mit stetiger Auslösekennlinie wurde zum ersten Mal 1923 realisiert /1.5/. Die stufige Auslösekennlinie nach Bild 1.3 wird von 1921 /1.5/ bis heute eingesetzt. Die zweite Generation der Selektivschutzrelais entstand 1937 mit Einführung des Trockengleichrichters /1.6/ und des Drehspulmeßwerkes /1.7/. Hiermit wurde die Meßtechnik in Selektivschutzrelais grundlegend verändert. Die kleineren Massen bewegter Teile führten zu kürzeren Kommandozeiten und um mehr als eine Größenordnung verringerte Leistungsaufnahme. Kennlinien der Relais konnten jetzt durch ohmsche Widerstände in genau definierter Weise skalenmäßig eingestellt werden. Die Anwendung und Bedienung der Relais wurde wesentlich vereinfacht. Auslösekennlinien waren Kreise (Bild 1.4) oder Ellipsen.

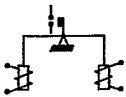

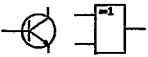
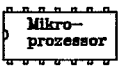
1. Generation ~1925...~1945	Elektromechanische Schutzrelais - hoher Eigenverbrauch - geringe Genauigkeit	
2. Generation ~1945...	Elektromechanische Schutzrelais - geringer Eigenverbrauch - hohe Genauigkeit	
3. Generation ~1970...	Elektronische (statische) Schutzrelais	
4. Generation ~1982... (in Entwicklung)	Elektronische Schutzrelais, mikroprozessorgesteuert	

Bild 1.2 Entwicklungsabschnitte der Schutztechnik

Zu Beginn der sechziger Jahre wurden statische Schutzrelais als dritte Generation der Schutzrelais /1.8/ vorgestellt. Aufwendige und teure elektromechanische Komponenten, wie Zeitwerke und Meßglieder wurden durch kostengünstigere elektronische Schaltungen ersetzt. Mit den verwendeten Meßprinzipien des Distanzschutzes der dritten Generation konnten polygonale Auslösekennlinien realisiert werden, die in Bild 1.4 den kreisförmigen Auslösekennlinien der Schutzrelais der zweiten Generation gegenübergestellt sind.

Bereits 1967 hatte Morrison den Computereinsatz für Online-Aufgaben in Netzen und Stationen untersucht /1.10/. Im Mittelpunkt der Überlegungen standen Prozeßrechner, die ausreichend schnell geworden waren, um auch für Schutzaufgaben eingesetzt werden zu können. Aufgrund der hohen Kosten von Prozeßrechnern finden sich in der Literatur Anfang der 70er Jahre fast nur Überlegungen zur zentralen Datenverarbeitung, da anders keine finanziell konkurrenzfähigen Lösungen realisiert werden konnten. 1969 begann mit der Arbeit von Rockefeller /1.11/ eine Periode grundlegender Forschungsarbeiten zum Einsatz von Digitalrechnern in der Netzschutztechnik, vor allem beim Distanzschutz. Eine Analyse der bis 1977 vorgestellten Algorithmen findet sich in /1.12/.

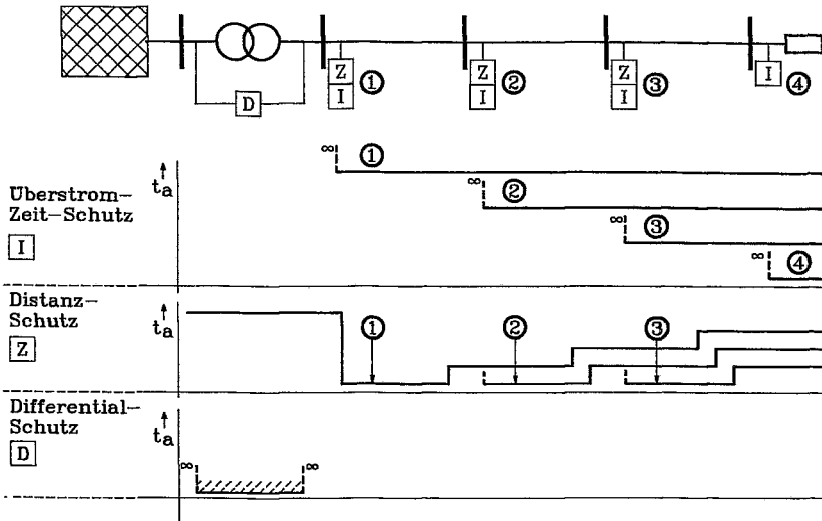


Bild 1.3 Schutzbereiche und Auslösezeiten in Abhängigkeit von Schutzprinzip

Schutzrelais der vierten Generation wurden mit der kostengünstigen Verfügbarkeit leistungsfähiger Mikroprozessoren und hochintegrierter Analogkomponenten wirtschaftlich interessant. Anfangs beschränkte sich der Einsatzbereich von Mikroprozessoren auf einfache Schutzaufgaben, wie z. B. den Überstromschutz /1.13/ und die Frequenzüberwachung /1.14/. 1982 wurden von Schlabbach /1.15/ verschiedene Algorithmen zur Berechnung der Fehlerentfernungen (Impedanzbestimmung) analysiert. Aufbau und Erprobung eines digitalen Distanzschutzrelais wurden u.a. 1985 in /1.16/ beschrieben.

Seit 1987 sind erste mikroprozessorgesteuerte Netzschutzrelais für komplexere Aufgaben, wie z.B. Distanzschutz verfügbar. Für den Netzschutz werden z. Z. überwiegend Relais der zweiten und dritten Generation eingesetzt.

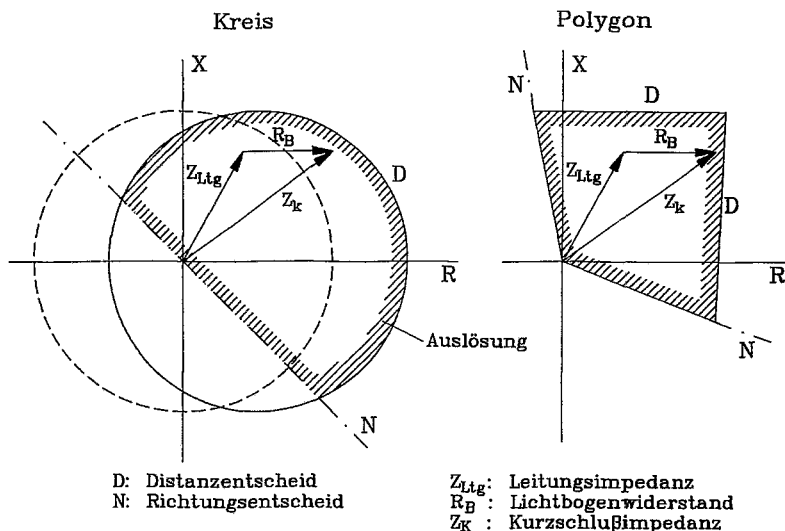


Bild 1.4 Auslösekennlinien für den Impedanzschutz in der R-X-Ebene

Alle bisherigen Generationen der Relaischutztechnik sind durch eine große Vielfalt von Relaisarten bestimmt. Diese Vielfalt hat ihre Ursache in folgenden Bereichen:

- unterschiedliche Schutzprinzipien, z.B. Distanzschutz, richtungsabhängiger Überstromschutz und Differentialschutz
- unterschiedliche Anregeverfahren
- unterschiedliche Meßverfahren unter Anwendung von Ferrarisystemen, Drehspulmeßwerken, elektronischen Schaltungen
- unterschiedliche Anforderungen an Auslösezeiten
- ein- und mehrsystemige Relaisausführungen

Bei Schutzrelais der vierten Generation trägt die erforderliche Software wesentlich zu einer neuen Art von Vielfalt bei.

Durch das Zusammenfügen der bisher getrennten Bereiche Fernwirktechnik, Betriebsmeßtechnik und Schutztechnik zur Stationsleittechnik (s. Kapitel 2) ergeben sich für Schutzrelais neue Anforderungen, die konventionelle Relais auf Grund ihrer Konzeption und fehlender Dialogfähigkeit nicht erfüllen können.

1.3 Ziel der Arbeit

Die vorliegende Arbeit befaßt sich mit der Analyse und Realisierung eines neuartigen Schutzrelais mit der Bezeichnung

Mehrzweckschutzrelais (MZR).

Von diesem Relais werden drei Versionen

- Überstromschutz (MZR-I)
- Impedanzschutz (MZR-Z)
- Differentialschutz (MZR-D)

mit folgenden Zusatzfunktionen

- Wiedereinschaltautomatik (KU)
- Erdschlußerkennung
- wattmetrische Erdschlußrichtungsbestimmung
- Wärmeabbild

erstellt.

Die Untersuchungen sollen einen Beitrag zur Klärung folgender Fragen liefern:

- Wie kann die bisherige große Typenvielfalt in der Relais-technik vermieden werden, um zu vereinfachten Anwendungen, Standardisierungsmöglichkeiten und zu kostengünstigeren Realisierungen der Schutzrelais gelangen zu können
- In welcher Weise können die genannten, bisher mit eigenständigen Geräten realisierten, schutzspezifischen Zusatzfunktionen, vom MZR mit übernommen werden, um zu geringeren Realisierungsaufwendungen für das Gesamtsystem zu gelangen
- In welchem Umfang können dem MZR Aufgaben im Rahmen der Stationsleittechnik zugewiesen werden, ohne die Autarkie schutztechnischer Grundfunktionen zu gefährden

- Wie kann die Meßgenauigkeit bekannter Schutz-Algorithmen verbessert werden, um sie auch in Netzen mit hoher Oberschwingungsbelastung einsetzen zu können
- Wie kann die bisher aufwendige Registrierung und Auswertung von Störungsverläufen in das MZR integriert und auf die Erfassung von Funktionsverläufen anstelle der bisherigen Registrierung von Gleichrichtmittelwerten umgestellt werden
- Können Hochsprachen für die Programme des MZR eingesetzt werden, um die Entwicklungszeiten zu verkürzen und anschließend die Programme einfacher warten und ändern zu können
- Wie ist ein echtzeitfähiges Betriebssystem für das MZR zu strukturieren, an das über einfache Schnittstellen Programmsegmente zur Durchführung unterschiedlicher Schutzfunktionen angeschlossen werden können
- Wie kann das transiente Meßverhalten der Schutzalgorithmen vor ihrer Programmierung für das MZR analysiert werden, um zu einer Verkürzung der Entwicklungszeiten zu gelangen

In den Untersuchungen sind der uneingeschränkten Autarkie und Priorität der schutztechnischen Grundfunktionen des MZR besondere Bedeutung beizumessen. Die Beibehaltung dieser Grundkonzeption ist gerade für Stationsleitsysteme erforderlich. Würde der Schutz innerhalb der Stationsleittechnik in eine Kette von einander abhängiger Entscheidungsprozesse eingebunden werden, resultierte hieraus eine nicht vertretbare Minderung der Zuverlässigkeit des Netzschutzes und eine Erhöhung der Auslösezeiten.

2 Schutzrelais in Stationsleitsystemen

Wegen der besonderen Bedeutung der neuartigen Stationsleittechnik für die Analyse und Realisierung des MZR-Konzeptes, werden nachfolgend wesentliche Kennzeichen dieser Technik vorgestellt.

2.1 Aufgaben der Leittechnik

Das Diagramm nach Bild 2.1 beschreibt in allgemeiner Form Zustände und Ereignisse in elektrischen Netzen und erlaubt deren Einordnung in unterschiedlich vorrangige Aufgabenbereiche.

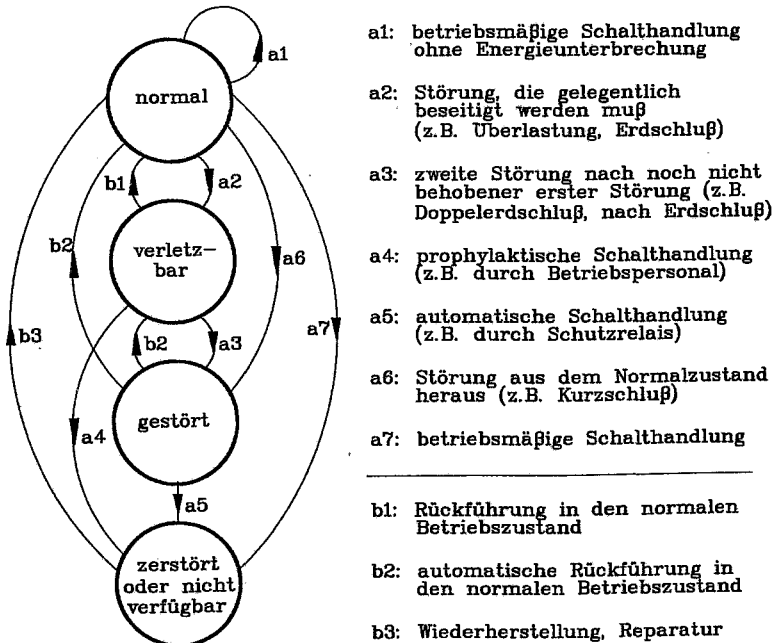


Bild 2.1 Zustandsdiagramm elektrischer Netze (vereinfacht)

Eine hohe Versorgungssicherheit elektrischer Netze erfordert flexibel anpaßbare Strategien der Betriebsführung und Lastverteilung, in deren Rahmen folgende Aufgaben durchzuführen sind:

- Beurteilung von Belastungszuständen
- Durchführung von betriebsmäßigen Schalthandlungen
- Auftrennung von Netzen in Teilnetze
- Schalthandlungen zur Fehlerbeseitigung
- schnelle Restituierung von Netzen nach Störungen

Die Ziele der Netzbetriebsführung in Abhängigkeit vom Netzbetriebszustand sind Tabelle 2.1 zu entnehmen.

Netz-zustand	Beschreibung des Netzzustandes	Ziel der Betriebsführung
normal	Im Netz befindet sich kein Betriebsmittel, dessen Ausfall zu Versorgungsunterbrechungen führen würde	Betriebskosten minimieren (Wirtschaftlichkeit)
ver- letzbar	Im Netz befindet sich mindestens ein Betriebsmittel, dessen Ausfall zu Versorgungsunterbrechungen führt	Lastdeckung sicherstellen
gestört	Möglichkeit der Gefährdung von Betriebsmittel bzw. Personen (Kurzschluß)	Rückführung in den verletz- baren Betrieb, Schutzeingriff
zerstört nicht ver- fügbar	Versorgungsunterbrechung	Wiederher- stellung des normalen Betriebes

Tabelle 2.1 Ziele der Netzbetriebsführung in Abhängigkeit vom Netzbetriebszustand

Zur Durchführung der in Tabelle 2.1 genannten Aufgaben stehen spezielle Verfahren der Meßtechnik (Netzdatenerfassung) und der Leittechnik (Netzleittechnik) zur Verfügung. Letztere ist in folgende Bereiche untergliedert:

- Daten-Erfassung, -Codierung und -übertragung
- Informationsverarbeitung
- Darstellung charakteristischer Betriebsgrößen
- Archivierung bestimmter Betriebsdaten
- Sekundäranalyse von Betriebsvorgängen

Für alle Führungs- und Automatisierungsaufgaben der Netzleittechnik trifft der Mensch nach wie vor die wesentlichen Betriebsentscheidungen. Die Schutztechnik ist hiervon ausgenommen, da im Kurzschlußfall wegen der Gefährdung von Personen, der Netzstabilität und der thermischen Betriebsmittelbelastung schnellstmögliche Reaktionszeiten erforderlich sind.

Die Untergliederung der Netzleittechnik in die fünf Ebenen Prozeß-, Geräte-, Feld-, Stationsleit- und Netzleitebene ist in Bild 2.2 dargestellt.

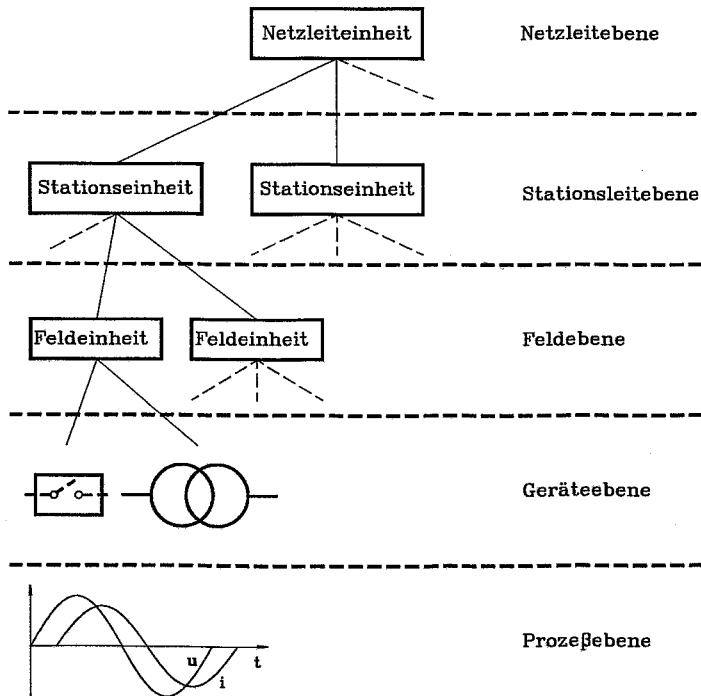


Bild 2.2 Funktionsgruppen der integrierten Netzleittechnik

Auf den Prozeß der elektrischen Energieversorgung (z.B. Spannungen, Ströme, Lastfluß) kann über die Geräteebe­ne (z.B. Schaltge­räte, Transformatorstufensteller) eingewirkt werden. Die Ansteuerung der Geräteebe­ne erfolgt in Abhängigkeit von der jeweiligen Zielfunktion nach Tabelle 2.1 entweder von der Netzleitebene über die Stations- und Feldebene oder von der Stationsebene.

Die große räumliche Ausdehnung elektrischer Energieversorgungsnetze erfordert spezielle Verfahren zur Informationscodierung und -übertragung, um Informationsübertragungen über sogenannte Fernwirkkanäle sicher und schnell durchführen zu können.

2.2 Stationsleitsysteme

Die Prozeßführung auf Stationsebene wurde bisher über die voneinander unabhängigen Systeme der "Fernwirktechnik", "Nahsteuerungstechnik" und "Schutztechnik" abgewickelt. Die Systemautarkie ist besonders in der Schutztechnik ausgeprägt und wird generell als erforderlich angesehen. Selbsttätig erkennen Schutzrelais Netzstörungen und steuern erforderlichenfalls Leistungsschalter zur selektiven Fehlerbehebung an. Dies wird unabhängig von allen anderen technischen Einrichtungen der Station (mit Ausnahme der Meßwandler und Hilfsspannungsversorgung) und des überlagerten Netzleitsystems durchgeführt.

Mit der Verfügbarkeit kostengünstiger Rechner auf der Basis von Mikroprozessoren in Fernwirkanlagen konnten diesen zunehmend neue und umfangreichere Aufgaben zugewiesen werden. Ein Teil dieser Aufgaben wurde aus dem zentralen Netzleit­rechner in die dezentralen Fernwirkanlagen im Stationsbereich verlagert. Hierzu zählen u.a. Prozeßdarstellungen auf Bildschirmen als Ersatz für konventionelle Mosaiktafeln, Meßwertvorverarbeitung und Nahsteuerung über elektronische Bediengeräte oder Bildschirmarbeitsplätze. Als häufiges Ziel dieser zunehmenden Automatisierung im Stationsbereich werden betriebswirtschaftliche Gründe aufgeführt: In der unbesetzten Unterstation sollen alle Aktionen mit Unterstützung der Netzleittechnik und Fernwirktechnik durchgeführt werden können.

Erste Ansätze einer eigenständigen Stationsleittechnik basierten auf der Anwendung von Prozeßrechnersystemen, denen alle im Stationsbereich anfallenden Aufgaben zugewiesen werden mußten, um zu wirtschaftlich vertretbaren Lösungen gelangen zu können /2.1/.

Die kostengünstigen Mikroprozessoren drangen in alle Systeme der Fernwirktechnik, Nahsteuerung und Schutztechnik vor. Die Zusammenfassung dieser getrennten Systeme zu einem Multiprozessor-system /2.2/ stellt einen weiteren Versuch der Realisierung von Stationsleitsystemen dar. Hierbei sind die Prozessorbaugruppen mit jeweils eigener Zentraleinheit funktional gegliedert. Alle Prozessorbaugruppen arbeiten auf ein gemeinsames Bussystem. Das Multiprozessor-Bussystem ermöglicht den Informationsaustausch zwischen den einzelnen Funktionsgruppen.

Die leittechnischen Ansätze im Stationsbereich auf Basis von a) **Prozeßrechnern** und b) **Multiprozessorsystemen** führten jedoch nicht zu verbreiteten Lösungen.

Der Einsatz von Mikroprozessorsystemen in Verbindung mit vereinfachten Methoden des seriellen Datenaustausches zwischen den vorhandenen Teilsystemen erlauben heute den Aufbau von hierarchisch gegliederten Stationsleitsystemen. Sie ermöglichen Aufwandseinsparungen gegenüber konventionellen Systemen durch Vermeidung unnötiger Redundanz, vor allem durch den Fortfall aufwendiger Parallelverdrahtungen von den Feldelementen zur Stationszentrale. So werden z.B. in der klassischen Stationstechnik je 380-kV-Feld 200 bis 400 Adern für die Verbindungen vom Feld in die Warte benötigt. Beim Einsatz der Stationsleittechnik wird die Geräteebene feldweise mit den direkt zugeordneten Feldrechnern verbunden, die Feldrechner seriell über eine Vollduplex-Verbindung mit dem Stationsrechner.

Rahmenbedingungen für die Konzeption leittechnischer Anlagen werden u.a. von der VDEW vorgegeben /2.3/. Die Grundstruktur der integrierten Stationsleittechnik in Mittelspannungsanlagen ist im Bild 2.3 wiedergegeben. Nach /2.3/ sollte hierbei die Leittechnik in die Stationsleittechnik und die Feldleittechnik unterteilt werden. Die Stationsleittechnik übernimmt mit ihren Einrichtungen alle zentralen und stationsbezogenen Aufgaben.

Auf Feldleitebene werden die feldbezogenen Aufgaben ausgeführt.
Die Funktion der einzelnen Komponenten ist in /2.3/ beschrieben.

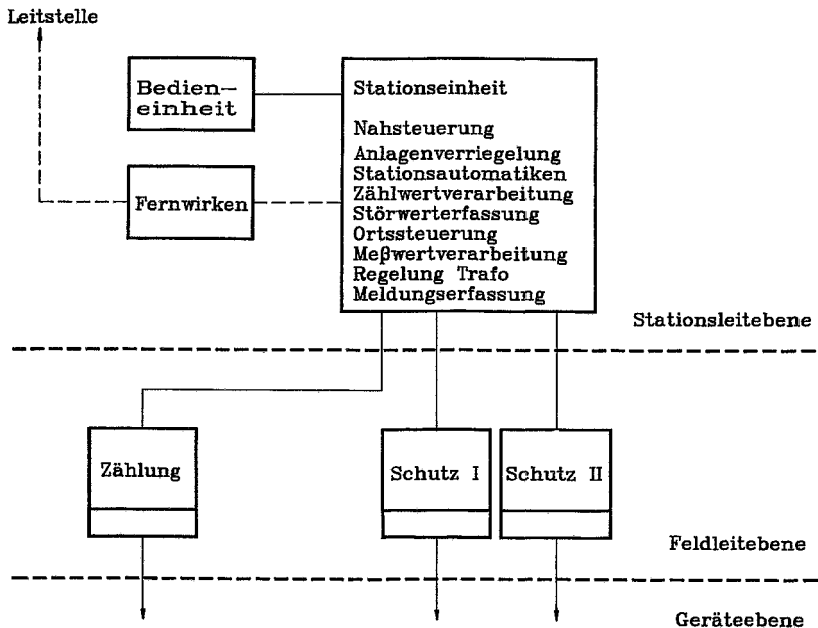


Bild 2.3 Stationsleittechnik in Mittelspannungsnetzen (nach /2.3/)

Die Frage nach standardisierter Netz- und Prozeßbeschreibung **auf allen Ebenen der Netzdatenverarbeitung** wird in der Literatur wenig diskutiert. In beiden Teilsystemen - Stationsleittechnik und Netzleittechnik - sind zur Zeit unterschiedliche Datenbankstrukturen und Datenablagen, Codierungen, Protokollformen, Darstellungen auf Sichtgeräten, Bedienphilosophien u.a.m. vorhanden. Es scheint jedoch wenig sinnvoll zu sein, für die Stationsleittechnik eine von der Netzleittechnik losgelöste oder sogar unabhängige Netz- und Prozeßbeschreibung zu verwenden. Dies hätte eine zweimalige, voneinander unabhängige Eingabe, Verwaltung und Änderung ein und derselben Netzdaten zur Folge. Hinzu kommt das Problem der übergreifenden Konsistenzprüfungen aller verwalteten Daten. Der Erstellung einer standardisierten Netz- und Prozeßbe-

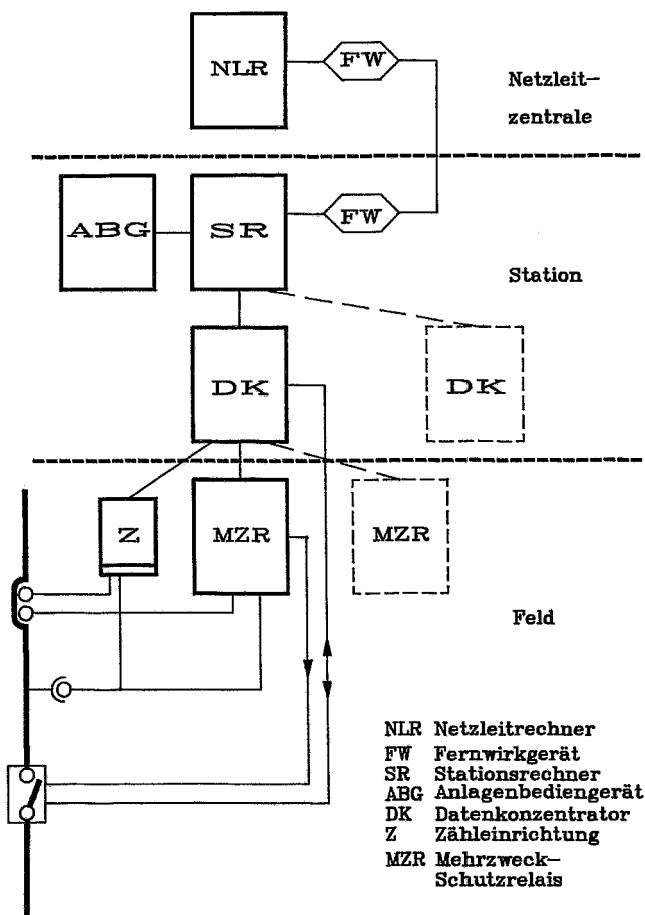
schreibung ist aus betriebswirtschaftlicher Sicht des Anwenders mindestens ein gleich großer Stellenwert beizumessen, wie der vieldiskutierten Frage nach der Schnittstellenkompatibilität.

2.3 Stationsleitsystem des Instituts für Elektrische Energieversorgung, Hannover

Im Rahmen der Forschungsarbeit "Neue leit- und schutztechnische Verfahren für Mittelspannungsnetze" /2.4/ wurde ein neuartiges leittechnisches Grundkonzept nach Bild 2.4 entworfen und erfolgreich erprobt. Mit diesem System konnte u.a. die Zusammenarbeit zwischen Stationsleitsystem und den MZR überprüft werden. Dieses Konzept geht von der Überlegung aus, daß aufgrund des relativ geringen Informationsumfanges in Mittelspannungsschaltfeldern und unter Berücksichtigung einer häufig anzutreffenden großen Anzahl von Schaltfeldern, dem Stationsrechner Datenkonzentratoren vorgeschaltet werden. Von diesen Datenkonzentratoren werden die Informationen aus jeweils 10 Feldern übernommen, vorverarbeitet und über serielle Verbindungen an den Stationsrechner weitergeleitet. Stationsrechner und Datenkonzentratoren stellen mit Ausnahme der Prozeßschnittstellenkarten baugleiche Rechnersysteme dar. Die Programmierung beider Rechnersysteme wurde ausnahmslos in der Hochsprache "PEARL" /2.5/ durchgeführt. Als Betriebssystem wurde "RTOS-UH" /2.6/ eingesetzt. "PEARL" und "RTOS-UH" sind für alle Ebenen der Leittechnik verfügbar, vom Netzleitrechner bis zum Feldrechner. Hiermit eröffnet sich die Möglichkeit, in allen Teilsystemen der Leittechnik gleiche Datenbankstrukturen und Datenablagen, Codierungen, Protokollformen, Darstellungen auf Sichtgeräten, Bedienphilosophien u.a.m. realisieren zu können.

Um zu kostengünstigen Ausführungen integrierter Leitsysteme gelangen zu können, werden die Datenverbindungen zwischen den Komponenten des Leitsystems als serielle Verbindungen realisiert. Die erforderlichen Datenraten auf diesen Verbindungsleitungen hängen wesentlich von drei Faktoren ab:

- Umfang der auszutauschenden Informationen
- physikalische Ausbildung der Schnittstelle
- erforderliche Protokolle zur Sicherung der Datenintegrität



**Bild 2.4 Stationsleitsystem des Instituts
für Elektrische Energieversorgung, Hannover**

Folgende Eckwerte zur Datenübertragung in Leitsystemen befinden sich in der Diskussion:

- Schnittstellen angelehnt an DIN 66 020
- Datenraten zwischen ca. 10 kBd und mehr als 100 kBd (letztere sicher nicht auf Basis des oben genannten Schnittstellentyps)
- Protokoll nach DIN 19244 /2.7/,/2.8/

Die Anwendung des Protokolls nach DIN 19244 ist zwar möglich, bei der im Forschungsprojekt /2.4/ realisierten Informationsstruktur auf Basis von Punkt-zu-Punkt-Verbindungen zwischen den MZR und den Datenkonzentratoren jedoch unnötig, da hierbei Sender- und Empfängererkennungen im Datenstrom überflüssig sind. Durch die Anwendung des o.g. Protokolls würde der zu übertragende Datenumfang wesentlich erweitert werden.

Für die Schutztechnik innerhalb der integrierten Leittechnik ergeben sich aufgrund der Vernetzung von MZR, Feldrechner oder Datenkonzentrator und Stationsrechner neue Möglichkeiten:

- bisher von der Betriebsmeßtechnik wahrgenommene Aufgaben (z.B. Ermittlung von Effektivwerten von Strom und Spannung) werden dem MZR übertragen
- Informationen des Netzschutzes (z.B. Art und Zeitpunkt der Anregung) können direkt dem Stationsrechner und dem Netzrechner zur Verfügung gestellt werden
- Meldungen über automatisch ausgeführte Selbstprüfungen des MZR können unverzüglich an den Stationsrechner weitergeleitet werden
- Schutzrelais können über den Datenkonzentrator "Online" fernparametriert werden. Am MZR eingestellte Parametrierwerte können vom Datenkonzentrator überprüft werden

Die Bereitstellung von Informationen aus dem Schutzrelais für den Stationsrechner und damit dem übergeordneten Netzleitrechner erweitert die Möglichkeiten der Netzbetriebsführung durch unverzügliches Erkennen und Beurteilen kritischer Betriebszustände.

In dem System der Stationsleittechnik fallen in allen hierarchisch gegliederten Ebenen unterschiedliche Informationen an. Die

möglichst genaue chronologische Einordnung und Darstellung dieser Informationen ist eine wesentliche Voraussetzung für eine verbesserte Netzbetriebsführung. Hierzu werden alle Komponenten des Stationsleitsystems nach Bild 2.5 mit der Normalzeit der Bundesrepublik Deutschland versorgt. Der Stationsrechner bezieht von einem Funkuhrempfänger (DCF77) die Normalzeit und synchronisiert zyklisch die Uhren der Datenkonzentratoren. Diese synchronisieren minütlich die Uhren der angeschlossenen MZR. In den MZR und Datenkonzentratoren steht im realisierten Stationsleitsystem die Normalzeit mit einem Fehler von $\leq \pm 10$ ms zur Verfügung. Alle Ereignisse werden direkt in der hierarchischen Ebene mit der zugehörigen Normalzeit markiert, in der sie anfallen. Dies schließt die MZR mit ein. Undefinierbare Zeitfehler bei Ereignismarkierungen, die aufgrund nicht eindeutig determinierbarer Signallaufzeiten von der Datenquelle zur Datensenke im Stationsleitsystem auftreten können, werden so vermieden.

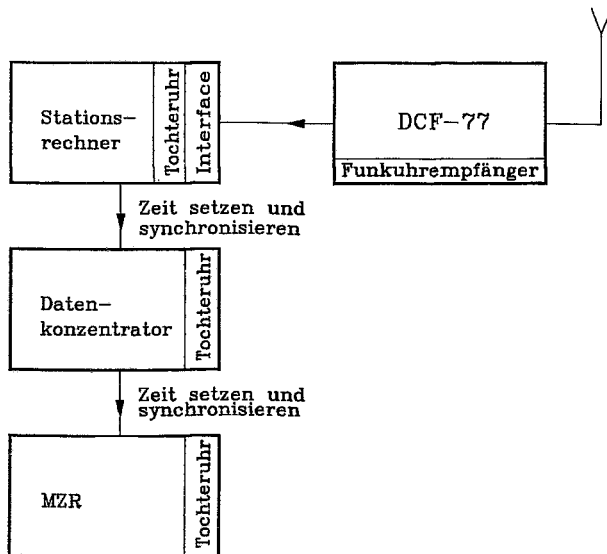


Bild 2.5 Uhrzeitverwaltung im realisierten Stationsleitsystem

3 Bedingungen für den Entwurf eines Mehrzweckschutzrelais (MZR)

3.1 Kompatibilität der Meßwertversorgung

Die Durchführung von Schutzaufgaben setzt geeignete Informationen über den Netzzustand im Selektivschutzrelais voraus. Je nach Ausführung der Schaltanlage, der Art der Sternpunktbehandlung und der Art des Schutzes stehen Spannungen und Ströme, Anregeinformationen spezieller benachbarter Relais oder Hilfsinformationen bei Mitnahmeschaltung und Schaltzustandsinformationen bei Einrichtungen zur Kurzunterbrechung (KU) zur Verfügung. In Tabelle 3.1 sind für häufig vorkommende Kombinationen von Netz- und Schutztechnik die mindestens benötigten Meßsignale zusammengestellt. Die in Tabelle 3.2 angegebenen Überspannungsfaktoren ergeben sich aus der Sternpunktbehandlung, die Überstromfaktoren aus der Dimensionierung der Betriebsmittel.

	Sternpunktbehandlung	
	Erdschluß-Kompensation	niederohmige Sternpunkterdung
Überstromschutz	I_R, I_S	I_R, I_S, I_T
Impedanzschutz	$I_{RS}, I_{ST}, U_{RS}, U_{ST}$	$I_R, I_S, I_T, U_R, U_S, U_T$
Differentialschutz	$I_{ROS}, I_{SOS}, I_{TOS}, I_{RUS}, I_{SUS}, I_{TUS} \quad **$	
Erdschlußerkennung	I_0, U_0	

** : OS Oberspannungsseite, US Unterspannungsseite

Tabelle 3.1 Erforderliche Meßsignale in Abhängigkeit von Schutztechnik und Sternpunktbehandlung

	Erdschluß-Kompensation	niederohmige Sternpunkterdung
$\hat{u} / (U_n/\sqrt{3})$	$\sqrt{3} + 1 \approx 2,7$	$\approx 1,9$
\hat{i} / I_n	< 40	

Tabelle 3.2 Richtwerte für Überspannungs- und Überstromfaktoren bei Einfachfehlern in Abhängigkeit von der Sternpunktbehandlung

Für die Meßwertversorgung werden meist induktive Meßwandler /3.1/ verwendet. Mit ihnen werden gleichzeitig vier wesentliche Funktionen realisiert:

- a) galvanische Trennung
- b) Transformation der Primärsignale auf meßtechnisch einfach verarbeitbare Sekundärsignale
- c) Bereitstellung der erforderlichen Meßsignalleistung
- d) Schutz angeschlossener Einrichtung durch Amplitudengrenzung außerhalb des spezifizierten Überstrom- oder Überspannungsbereiches

Die galvanische Trennung ermöglicht für die an Meßwandler angeschlossenen Geräte den notwendigen Einsatz auf Erdpotential und den deshalb gefahrlosen Umgang mit diesen Geräten. Die von den Stromwandlern im Überstrombereich zu liefernden Sekundärleistungen steigen unter der Annahme stromunabhängiger Bürdenimpedanz quadratisch mit dem Strom an. Bei einer Bürdenleistung von 60 VA und einem in der Mittelspannungstechnik üblichen Überstromfaktor von 10 beträgt die kurzzeitig abzugebende Leistung des Stromwandlers bereits 6000 VA.

Für den Einsatz in Hochspannungsanlagen wurden zusätzlich zu den induktiven und kapazitiven Meßprinzipien auch andere Funktionsprinzipien der Bereitstellung von Meßwerten untersucht /3.2/ bis /3.7/. Diese haben trotz der bekannten Probleme konventioneller Meßwandler /3.8/ bis /3.28/ aus nachfolgenden Gründen bisher nicht zu wirtschaftlichen und technisch ausgereiften Lösungen geführt:

- Notwendigkeit von Hilfsenergie und Leistungsverstärkern
- Temperatur- und Druckabhängigkeit des Faradayeffektes
- geringe Zuverlässigkeit und Lebensdauer
- keine ausreichende Kompatibilität zu konventionellen Wandlern
- keine universell in allen Spannungsebenen verwendbaren Lösungsansätze

Während in elektromechanischen und analogelektronischen Schutzrelais die Analogsignale direkt weiterverarbeitet werden, werden in allen Mikroprozessor-Schutzrelais die analogen Meßsignale

abgetastet und digitalisiert. Die digitalisierten Meßwertfolgen werden anschließend von den eingesetzten Mikroprozessoren analysiert und weiterverarbeitet. Dieses grundlegend geänderte Funktionsprinzip von Mikroprozessor-Schutzrelais ist bei der Frage nach der Bereitstellung von Meßwerten zu berücksichtigen. Die bisherige Versorgung der Schutzrelais mit Meßsignalen erfolgt nach dem in Bild 3.1 dargestellten Grundprinzip.

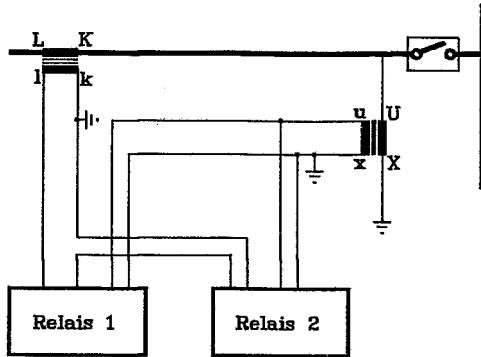
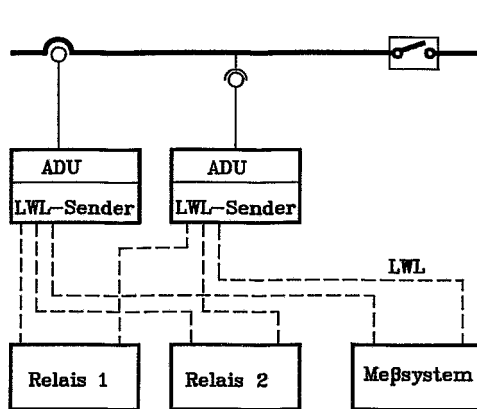


Bild 3.1 Meßwertversorgung in konventioneller Technik

Mit den bereits verfügbaren Bauelementen der modernen Digital-elektronik lassen sich neue Verfahren der Meßwertbereitstellung realisieren. Unter Berücksichtigung der erforderlichen Sicherheit, Zuverlässigkeit und Wirtschaftlichkeit ist z.B. die in Bild 3.2 dargestellte Meßwertversorgung der MZR denkbar. Hierzu werden die analogen Meßsignale in einem Meßwandlerzusatz bandbegrenzt, abgetastet, digitalisiert und in einen seriellen Datenstrom umgewandelt. Über Lichtwellenleiter (LWL) wird dieser serielle Datenstrom zu den Schutzrelais übertragen. Wird für den Impedanz- und Differentialschutz die untere Grenzfrequenz zu 0 Hz, die obere Grenzfrequenz von 1000 Hz festgelegt und ein linear verschlüsselter Meßwertebereich angenommen, der sich mit 16 Bit darstellen läßt, ergibt sich eine minimale Nutzdatenrate je Meßkreis von 32 kBit/s bei einer Datenwortbreite von 16 Bit und angenommenen 2000 Datenworte je Sekunde je Meßkanal. Werden alle benötigten Meßwerte über **einen** LWL zum Schutzrelais übertragen, ist die Nutzdatenrate je Übertragungskanal bei n Meßkanälen das n-fache der Nutzdatenrate je Meßkreis.



**Bild 3.2 Meßwertversorgung über unkonventionelle Wandler
und Lichtwellenleiter (LWL)**

Mit den Werten aus diesem Beispiel beträgt die Nutzdatenrate für die Versorgung eines MZR mit sechs Meßkreisen (3 Spannungen und 3 Ströme) je Übertragungsstrecke 192 kBit/s. Diese Nutzdatenrate (Nettodatenrate) muß aus Gründen der Datensicherung um Sicherungsinformationen erweitert werden, die mit 25% der Nutzinformationen angenommen werden können. Die erforderliche Datenrate (Bruttodatenrate) je Lichtwellenleiter beträgt somit 240 kBit/Sekunde. Derartige Datenraten lassen sich mit modernen mikroelektronischen Schaltkreisen sicher beherrschen. Der Einsatz dieser Technik unter Verwendung von Lichtwellenleitern zur Datenübertragung führt zu folgenden Vor- und Nachteilen:

Vorteile:

- vereinfachte MZR-Ausführung, es entfallen Eingangswandler mit speziellen Schalt- und Steckverbindungen, Anpaßverstärker, Antialiasing-Filter, Abtast-und-Halte-Schaltungen, Analogmultiplexer und Analog-Digital-Umsetzer
- verbesserte EMV (Elektromagnetische Verträglichkeit) durch Einsatz von Lichtwellenleitern
- Vermeidung von Gefährdungen durch Überspannungen bei offenen Sekundärklemmen von Stromwandlern besonders bei 1-A-Ausführungen

Nachteile:

- verminderte Zuverlässigkeit durch verminderte Redundanz
- determinierte Grenzfrequenz und Dynamik
- zusätzlich erforderliche Elemente in den MZR, wie Empfänger für Lichtwellenleiter, Serien-Parallel-Umsetzer

Der MZR-Entwurf berücksichtigt durch die Wahl einer schnellen Parallelschnittstelle zwischen Analog-Digital-Umsetzer und Hauptprozessor (s. Kapitel 7.2) und Taskstruktur des MZR-Betriebssystems (s. Kapitel 8.2) den späteren Einsatz oben beschriebener unkonventioneller Meßwandlersysteme.

3.2 Erforderliche Schutzfunktionen

Die Anzahl eingesetzter Schutzrelais wurde exemplarisch für fünf Energieversorgungsunternehmen erfaßt (Tabelle 3.3).

Netzbetreiber	A			B				C	D	E	
Netznennspannung(kV)	10	30	110	10	20	30	110	20	20	110	380
Distanzschutz mit											
a) Anregung: I >	60	398	56	700	58	95		2000	267	355	108
b) Anregung: Z <			27	4			82				
c) KU-Relais	40	262	53	2	7		8	1100	105	355	108
UMZ	214	44	5	805	4	18	25	600	92		
AMZ	34	6									
Transformator-Diff.		61	29	28		18	37	200		110	37
Leitungs-Diff.	18	2	2	186		90	80	50	6		3
Signalvergleich		82	40				4	50	18		
Erdschluß											
a) Wischer/wattmetr.					36			2000			
b) Wischer		382	54			90			96		300

Tabelle 3.3 Anzahl und Art eingesetzter Schutzrelais in Abhängigkeit von Spannungsebene und Netzbetreiber Stand 1988

Mit größter Zahl sind der Impedanzschutz und Überstromschutz vertreten. Die unterschiedliche Verteilung der Schutzrelaistypen in den Energieversorgungsunternehmen ergibt sich aus deren unterschiedlichen Netzstrukturen und -betriebsarten.

Der Differentialschutz für Transformatoren, die das Niederspannungsnetz versorgen, wird von den Betreibern der Netze generell als nicht erforderlich angesehen. Hierfür werden Sicherungen, Temperaturwächter und selten Buchholzrelais eingesetzt. Der Schutz von Transformatoren in Hochspannungsanlagen (≥ 110 kV) mit Differentialschutzeinrichtungen entspricht in der Bundesrepublik Deutschland dem Stand der Technik. Da derartige Transformatoren Mittelspannungs-Sammelschienenanlagen versorgen, wird auch zur Informationsversorgung von Stationsleitsystemen ein entsprechender MZR-Differentialschutztyp benötigt.

Berücksichtigt man speziell den Bereich der Mittelspannungsnetze in der Bundesrepublik Deutschland, resultiert aus den hier verbreiteten Netzstrukturen und Netzbetriebsarten die Notwendigkeit für folgende Schutzfunktionen des MZR:

- Impedanzschutz
- Differentialschutz für kurze Leitungen
- Überstromschutz
- Differentialschutz für Transformatoren

3.3 Zusatzfunktionen

In der konventionellen Schutztechnik müssen unterschiedliche Zusatzfunktionen durch getrennte Geräte realisiert werden. Hiermit sind verbunden:

- zusätzliche Kosten (s. Kapitel 3.8)
- zusätzlicher Platzbedarf
- zusätzlicher Verdrahtungsaufwand
- zusätzliche Prüfaufwendungen

Folgende schutzspezifischen Zusatzfunktionen können von dem MZR übernommen werden, ohne daß hierdurch für das MZR zusätzliche Hardwareaufwendungen im Bereich der Rechnertechnik erforderlich werden:

- Kurzunterbrechung
- Erdschlußerkennung
- wattmetrische Erdschlußrichtungsbestimmung
- thermisches Betriebsmittelabbild
- Signalvergleichszusatz zum Distanzschutz

3.4 Einbindung in Stationsleitsysteme

Innerhalb der Stationsleittechnik fallen dem Schutz primäre und sekundäre Aufgaben zu, die sich anhand Bild 2.1 und Tabelle 2.1 beschreiben lassen. Die primären Aufgaben entsprechen denen konventioneller Schutzrelais:

Selbsttätig muß der Schutz das Energieversorgungssystem aus dem mit "gestört" oder "zerstört" gekennzeichneten Systemzustand in die Bereiche "verletzbar" und/oder "normal" überführen.

Um Schutzrelais auch in Stationsleitsystemen einsetzen zu können, müssen sie auch sekundäre Aufgaben ausführen können:

Versorgung des Leitsystems mit Beschreibungsgrößen für die Teilbereiche:

- Normalbetrieb des Netzes
- gestörter Betrieb des Netzes
- relaisinterner Betriebszustand

Der Ausfall dieser sekundären Funktionen darf die primären Relaisfunktion nicht beeinträchtigen.

Wegen der vorgesehenen Vernetzung der Komponenten des Stationsleitsystems über serielle Verbindungen muß für Selektivschutzrichtungen in Stationsleitsystemen eine zusätzliche Sicherheitsanforderung gegenüber den bisherigen Lösungsansätzen erhoben werden: Die Verbindungen der Teilkomponenten des Leitsystems mit schutztechnischen Einrichtungen müssen sowohl elektrisch als auch informationstechnisch rückwirkungsfrei sein. Dies bedeutet, daß das Schutzrelais alle erforderlichen Informationen zur Durchführung der primären Aufgaben selbst bildet und daher im Falle von Fehlfunktionen anderer Komponenten des Leitsystems in seinen primären Funktionen nicht betroffen wird.

Die Durchführung der primären Aufgaben ist an verschiedene Empfehlungen zu Funktion, Aufbau und Meßgenauigkeit gebunden. VDE 0435, Teil 303 /3.29/ beschreibt technische Anforderungen und Prüfverfahren. Das VDEW-Ringbuch "Schutztechnik" /2.3/ enthält eine Reihe von Empfehlungen, so z.B. zu Einstellbereichen, Leistungsaufnahmen und Kontaktausführungen.

Für sekundäre Funktionen existieren bisher keine genauen Angaben. Nach /2.3/ "können dem Schutz Aufgaben der Meßwerterfassung zugeordnet werden". Hiervon ist nicht die Zählung betroffen, die gegebenenfalls aus dem Eichgesetz /3.30/ herrührende besondere Bedingungen erfüllen muß und dann als eigenständige Komponente des Leitsystems angesehen und beibehalten werden muß.

Für die Durchführung von Aufgaben im Rahmen der Stationsleittechnik ist die Verfügbarkeit von Meßwerten in Form von Effektivwerten oder Mittelwerten ausreichend, da typische Reaktionszeiten des Stationsleitsystems im Sekundenbereich liegen.

Neben Effektiv- und Mittelwerten werden auch Folgen von Abtastwerten u.a. für die Analyse von Fehlern der elektrischen Energieversorgungsanlagen benötigt. In Abhängigkeit von Fehlerdauer und verwendeter Abtastrate betragen die hierbei anfallenden Informationsmengen ca. 50 bis 250 kByte je Fehler.

Nachfolgend sind die von den MZR für die **Betriebsführung** bereitzustellenden Informationen zusammengefaßt dargestellt:

- Meßwerte, die den Normalzustand des Netzes beschreiben, wie z.B. Spannungen und Ströme
- abgeleitete Betriebsgrößen, wie Leistung und Arbeit, soweit diese Größen nicht den Regelungen des Eichgesetzes unterliegen
- Meßwerte und Informationen zur Analyse von Netzstörungen, wie z.B. Art und Zeitpunkt aufgetretener Fehler
- Ergebnisse der Selbstprüfungen von Schutzrelais

Das MZR muß Informationen von dem zugeordneten Datenkonzentrator auswerten können:

- Zeitsynchronisation
- Aufforderung zur Selbstprüfung

- Anforderung der aktuellen Parametrierdaten
- Daten zur Fernparametrierung

Die Einbindung der MZR in ein Stationsleitsystem erfolgt mittels serieller Datenverbindungen. Die elektrischen und informations-technischen Anforderungen nach /2.3/ an diese Datenverbindungen erfordern eine sichere galvanische Abriegelung. Die große räumliche Ausdehnung der innerhalb der Stationsleittechnik vernetzten Rechneinrichtungen würde anderenfalls bei der unvermeidbaren Nähe zu Hochspannungseinrichtungen zu störanfälligen Systemen führen. Die galvanische Abriegelung wird durch den Einsatz von Lichtwellenleitern erreicht (s. Kapitel 6.2.3).

Die verwendete Struktur des Datenaustausches basiert auf ASCII-codierten Telegrammen, deren Grundaufbau in /3.31/ beschrieben wird. Der entwickelte Telegrammaufbau kann den jeweiligen Erfordernissen angepaßt werden.

In Tabelle 3.4 sind die Informationen zusammengefaßt, die vom Mehrzweckschutzrelais (MZR) über die serielle Schnittstelle zum übergeordneten Stationsrechner übertragen und dort stationszentral ausgewertet werden können.

Meßwerte	Betriebsströme Betriebsspannungen Leistungen
Meldeinformationen	Erdschluß Erdschlußrichtung thermische Betriebsmittelauslastung Unsymmetrie der Netzspannungen
Schutzwerte	Zeitpunkt des Fehlerbeginns Relaislaufzeiten Fehlerdauer Fehlerart Anzahl der Auslösebefehle Kurzunterbrechung, Anzahl und Art maximale Kurzschlußstromstärke
Diagnoseinformationen	Relaiszustand Füllgrad des Störungsdatenspeichers Absolutzeit (Uhrzeit) Parametrierwerte

Tabelle 3.4 Informationen aus dem Mehrzweckschutzrelais (MZR) für die Stationsleittechnik

Die für die Betriebsführung erforderlichen Meßwerte können aus Abtastwerten des Mehrzweck-Schutzrelais (MZR) gebildet werden. Hierzu kommen zwei Lösungswege in Betracht:

- a) Die Verarbeitung von Momentanwerten (Abtastwerte) im Datenkonzentrator oder Stationsrechner (Bild 2.4) erfordert die Übertragung geschlossener Abtastwertefolgen vom MZR zum Datenkonzentrator. Hierdurch wird eine höhere Kanalkapazität dieser Verbindungsleitung benötigt, als für den Grundinformationsaustausch erforderlich.
- b) Durch Vorverarbeitung der Abtastwerte im MZR zu Effektivwerten und Mittelwerten läßt sich eine signifikante Datenreduktion ohne Verlust relevanter Informationen erreichen.

Fehlergrenzen und Codierungen der Meßwerte aus den MZR sind in Tabelle 3.5 zusammengestellt. Die Angaben berücksichtigen heutige Erfordernisse der Leittechnik.

	Meßbereich	Fehlergrenzen, Quantisierung	Codierung
a) Effektivwerte Betriebsspannungen Betriebsströme	0 ... $1,2 \cdot U_n$ 0 ... $2 \cdot I_n$	$\pm 1\%$ $\pm 1\%$	ASCII ASCII
b) Momentanwerte, Zeitverläufe Spannungen Ströme	0 ... $1,2 \cdot U_n$ 0 ... $40 \cdot I_n$	16 Bit 16 Bit	binär binär
c) Zeiten Fehlerzeitpunkt, Absolutzeit Laufzeiten	Jahr, Monat, Tag, Stunde, Minute, Sek. 0 ... 10 s	Normalzeit nach DCF77 ± 10 ms ± 5 ms	ASCII ASCII

Tabelle 3.5 Art und Charakteristik von Meßwerten aus den Mehrzweckschutzrelais (MZR) für die Stationsleittechnik

Die Ausführung von Echtzeitaufgaben, wie Leistungs- oder Arbeitsermittlung, die nicht dem Eichgesetz unterliegen, können von den MZR zwar durchgeführt werden, entsprechen jedoch nicht

den Sicherheitsüberlegungen für zukünftige Schutzrelais (siehe Kapitel 3.7). Hier können andere Systeme vorgeschlagen werden, wie z.B. der Einsatz von MZR, die keine Schutzfunktionen sondern nur Meßfunktionen oder Störgrößenaufzeichnungen wahrzunehmen haben.

In Tabelle 3.5 sind auch Momentanwerte und Zeitverläufe eingetragen, die unter anderem zur Fehleranalyse verwendet werden können. In Abhängigkeit von Fehlerdauer, verwendeter Abtastfrequenz und vorhandenem Speicherbereich im MZR fallen für die Fehleranalyse Informationsmengen zwischen 50 und 250 kByte je Fehler an. Da z.Z. die Leistungsfähigkeit sog. Expertensysteme für die automatische Klärung komplexer Störungsvorgänge nicht ausreichend ist, bleibt die Störungsaufklärung Ingenieuraufgabe. In Abschnitt 5 wird ein System zur Erfassung und Speicherung von Störungseignissen mit dem MZR vorgestellt. Alternativ hierzu könnten Störungsdaten aus dem MZR über den Stationsrechner zum Netzleit-rechner übertragen und dort gespeichert werden. Die zentrale Verwaltung digitalisierter Störungsabläufe zentral im Netzleit-rechner und die Bereitstellung entsprechender Übertragungskapazität erscheint aus heutiger Sicht nicht erforderlich.

3.5 Anregeverfahren

In Mittelspannungsanlagen werden in konventioneller Relais-technik bisher einsystemige Schutzrelais mit einem Blocksschaltbild nach Bild 3.3 eingesetzt. Aus Kostengründen sind diese Schutzrelais nur mit einem Meßglied ausgerüstet. In Abhängigkeit von der Fehlerart werden auf das Meßglied geeignete Meßgrößen zur Fehlerortbestimmung aufgeschaltet (siehe Anhang B). Dies wird in einsystemigen Relais von einer Anrege- und Auswahlhaltung durchgeführt. Das Anregesystem überwacht ständig je nach Ausführung bestimmte Meßsignale. Es existieren folgende Grundprinzipien von Anregesystemen (nach steigendem Aufwand geordnet):

- Überstromanregung
- Unterspannungsanregung
- Unterimpedanzanregung
- phasenwinkelabhängige Unterimpedanzanregung
- Kombinationen der genannten Anregesysteme

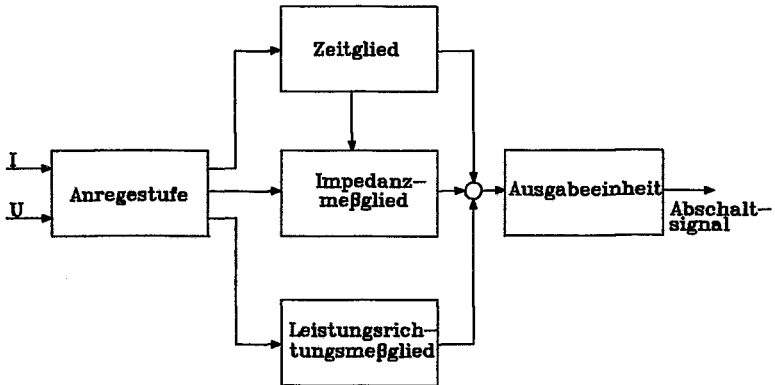


Bild 3.3 Blockschaltbild einer konventionellen Distanzschutzeinrichtung

Die Wahl einer geeigneten Anregeschaltung orientiert sich bisher an Charakteristika der zu schützenden Netze, wie Sternpunktbehandlung, Topologie und Betriebsweise sowie dem Aufwand für die Anregebaugruppe.

Mit Ansprechen der Anregung werden zusätzlich zu der Meßgrößenauswahl die erforderlichen Laufzeitglieder von Zeitstaffelschutzeinrichtungen gestartet.

Auch konventionelle mehrsystemige Schutzrelais für Hochspannungsnetze sind mit Anregeschaltungen ausgerüstet. Hier übernehmen die Anregeschaltungen die Auswahl einer fehlerortbestimmenden Impedanz und die Freigabe des Auslösekommandos.

Die Aufgaben von Anregeschaltung lassen sich wie folgt zusammenfassen:

- a) Erkennung von Netzstörungen
- b) Auswahl geeigneter Meßgrößen
- c) Start der Relaislaufzeiten (Zeitstaffelschutz) beim Impedanzschutz
- d) Vermeidung von Überfunktionen

Der geänderte Grundaufbau von Schutzrelais auf Basis von Mikroprozessoren nach Bild 3.4 ermöglicht für Mittelspannungsschutzrelais keine parallelen Meßpfade für Anregung und Messung. Vollständig parallele Meßpfade sind jedoch auch in konventionellen Schutzrelais weder erforderlich noch vorhanden. Während die

Anregung konventioneller Schutzrelais von eigenständigen Meßgliedern durchgeführt wird, werden aus Kostengründen hierfür im MZR spezielle Programmsegmente verwendet (s. Kapitel 4.2 und 4.3).

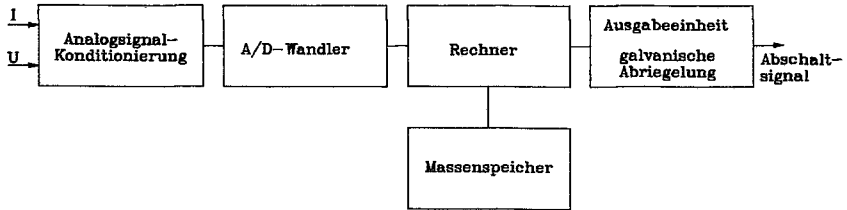


Bild 3.4 Blockschaltbild eines mikroprozessorgesteuerten Schutzrelais

3.6 Parametrierverfahren

Jedes Schutzrelais muß bei seiner Inbetriebnahme an die jeweiligen Netzverhältnisse angepaßt werden, um seine Schutzfunktion möglichst optimal wahrnehmen zu können.

Die Parametrierung konventioneller Schutzrelais wird am eingebauten Gerät mittels elektromechanischer Einstellorgane vorgenommen. Über die mechanische Position dieser Einstellorgane kann die Einstellung optisch überprüft werden. Zyklisch oder in Sonderfällen, z.B. bei vermuteten Relaisfehlfunktionen, wird mit portablen Prüfgeräten die Relaisfunktion und -einstellung überprüft. Hierzu werden die Auslösekommandos unterbunden, dem Schutzrelais über Prüfbuchsen geeignete Meßsignale vorgegeben und die Relaisfunktionen registriert.

Elektromechanische Einstellorgane am Schutzrelais erfüllen drei Funktionen:

- manuelle Bedienbarkeit,
- optische Rückmeldung der Einstellposition,
- Speicherung der Einstellwerte.

Für das MZR muß aus folgenden Gründen von der konventionellen Bedientechnik abgegangen werden:

- die MZR-Konzeption ermöglicht die vielfältigere Beeinflussung der Relaisfunktion und Relaiskennlinie, hierdurch sind mehr Relaiseinstellungen als bisher möglich
- für die Relaiseinstellung muß dem Bedienpersonal eine sinnvolle Unterstützung gegeben werden, weil Fehleinstellungen nicht direkt optisch erkennbar sind
- die Umrechnungen von Betriebsmittelkennwerten zu Relais-Einstellwerten muß vermieden werden
- die einfache Übernahme (ohne manuelles Eingreifen) von Einstellwerten aus Parametrierprogrammen wird als erforderlich angesehen
- über das Stationsleitsystem soll die automatische, zyklische Überprüfung der Relaisparameter durchgeführt werden
- das MZR soll in geeigneter Weise fernparametrierbar sein
- die Relaisparameter sollen in Datenbanken verfügbar sein
- betrieblich bedingte Änderungen der Einstellungen an Schutzrelais werden nur sehr selten vorgenommen
- das Konzept des Mehrzweckschutzrelais soll auch zu einer einheitlichen Funktionalität im Bedienbereich führen, die weitgehend unabhängig vom MZR-Schutzprinzip sein muß

Für das MZR sind drei Parametrierverfahren vorgesehen:

- mittels tragbarem Personalcomputer (sog. Laptop) über eine serielle Schnittstelle des MZR
- direkt am MZR über die implementierte Einstell- und Anzeigeeinheit
- in Stationsleitsystemen mittels Stationsrechner über eine zweite serielle Schnittstelle des MZR

Das letztgenannte Parametrierverfahren ermöglicht darüberhinaus die Online-Fernparametrierung. Hiermit können, im Sinne einer optimalen Selektivität des Schutzes, die Einstellungen dem jeweiligen Netzschaltzustand oder Betriebsmitteleigenschaften angepaßt werden. Zur Fernparametrierung sind Daten aus dem gesamten Netzbereich erforderlich, um den aktuellen Schaltzustand berücksichtigen zu können. Die hierzu erforderlichen Informationen sind nur

auf der überlagerten Netzebene (Netzrechner) verfügbar. Im Netzrechner müssen dafür Programmsysteme installiert sein, die einerseits Online-Datenzugriffe auf die Netzdatenbank haben und andererseits die erforderlichen Einstellparameter berechnen können. Bei Anwendung der **Fernparametrierung** ergeben sich hohe Sicherheitsanforderungen an das Programmsystem des Netzrechners zur Ermittlung der Einstellwerte. Für die Übertragung der Parametrierwerte zum MZR sind besondere Übertragungsprotokolle /2.7/ zu verwenden. Im MZR müssen die übertragenen Einstellwerte überprüft werden. Hierzu sind im MZR verschiedene Methoden vorbereitet:

- Allgemeine Einstellwerte werden bei fernparametrierbaren Relais um zugehörige Grenzwerte ergänzt. Nachfolgende Einstellungen können dann nur innerhalb dieser Grenzen erfolgen. Die Grenzen selbst sind nicht fernparametrierbar.
- Im MZR wird ein Katalog von Parametersätzen abgelegt, die über Fernparametrierung als vollständiger Satz angewählt werden können.

Die Fernparametrierung wird durch die Möglichkeit unterstützt, den vollständigen, aktuellen Parametersatz des Selektivschutzrelais jederzeit vom Stationsrechner über die vorhandene serielle Datenverbindung aus dem Relais abrufen, vergleichen und protokollieren zu können. Die drei im Rahmen der vorliegenden Arbeit realisierten Parametriersysteme werden im Kapitel 7.5 beschrieben.

Um zu der gewünschten Erhöhung von Meßgenauigkeit, Selektivität und Schnelligkeit beim MZR kommen zu können, sind drei Voraussetzungen zu erfüllen:

- geeignete Rechenvorschriften in den Schutzrelais
- ausreichend genaue Meßwerte
- ausreichend genau bestimmte Einstellparameter

Durch die erhöhten Anforderungen an Meßgenauigkeit, Selektivität und Schnelligkeit muß der Umfang von einstellbaren Parametern erweitert werden, z.B.:

- komplexe Summenstromfaktoren zur fehlerfreien Impedanz-Bestimmung bei unsymmetrischen Fehlern, getrennt für die einzelnen Staffelstufen für den Distanzschutz
- den eingesetzten Betriebsmitteln möglichst geeignet angepaßte Verläufe der Auslösekennlinien (s. Kapitel 4) zur Erhöhung der Selektivität des Schutzes

Bei konventionellen Impedanzschutzrelais müssen zur Relaiseinstellung die primären Netzimpedanzen vom Anwender in geeignete Einstellgrößen umgerechnet werden. In dieser Umrechnung sind Betriebsmitteldaten, die Übersetzungsverhältnisse der installierten Meßwandler und teilweise relaisspezifische Konstanten zu berücksichtigen.

Das MZR soll die erforderlichen Umrechnungen der Betriebsmitteldaten selbst durchführen. Zur Parametrierung eines MZR werden daher direkt die (primären) Betriebsmitteldaten eingegeben. Zusätzlich sind daher in die Parametrierdatenliste der MZR die Übersetzungsverhältnisse der Anlagenwandler aufgenommen worden.

3.7 Prüfbarkeit und funktionale Sicherheit von Hard- und Software

Die Prüfbarkeit und funktionale Sicherheit von Hard- und Software ist für Schutzrelais von besonderer Bedeutung. Die Stationsleittechnik kann in diesem Bereich zu entscheidenden Verbesserungen gegenüber der konventionellen Technik führen: Bei Fehlererkennungen durch das MZR können unverzüglich mit entsprechenden Melde-telegrammen Informationen an den Stationsrechner gesendet werden. Vom MZR sind drei Gruppen von Fehlern erkennbar:

- a) Netzfehler
- b) Funktionsfehler im MZR
- c) Fehleinstellungen

Die Erkennung von **Netzfehlern** war bisher die einzige Aufgabe konventioneller Schutzrelais. **Funktionsfehler** konventioneller Schutzrelais wurden bisher auf zwei verschiedene Arten erkannt: Erstens bei zyklischen Tests mittels Testsystemen und zweitens durch Auswertung von Relais-Fehlfunktionen (Über- oder Unterfunktion).

Fehleinstellungen konnten bisher durch optische Kontrolle der Einstellorgane am Schutzrelais, durch Prüfungen des eingebauten und betriebsmäßig eingestellten Schutzrelais oder durch die Auswertung von Fehlfunktionen (Über- oder Unterfunktionen) des Schutzrelais ermittelt werden.

Die MZR können jetzt in Verbindung mit der Stationsleittechnik bei vorhandenen Hard- und Softwarezusätzen (siehe Kapitel 2.3 und 7.5) alle drei o.g. Gruppen von Fehlern erkennen und unverzüglich weitermelden. Bei **Netzfehlern** stehen umfangreiche Informationen von Betriebsdaten und Störungsverläufen zur Verfügung. **Funktionsfehler** können mit Selbstprüfung erkannt werden. Sie werden prozessorgesteuert durchgeführt und ausgewertet. Verschiedene Anregungen dieser Selbstprüfungen sind möglich:

- zyklisch im Relais
- automatisch bei vermuteten Fehlern
- von leittechnischen Einrichtungen veranlaßt

Fehleinstellungen können durch Auswertung des vom MZR an den Stationsrechner übertragenen Parametrierdatensatzes erkannt werden.

Mit der stationszentralen Auswertung von Schutzanregungen kann sowohl die Einstellung als auch die fehlerfreie Ausführung überprüft werden.

Die zentrale Auswertung von Informationen des Stationsleitsystems kann somit entscheidend zur Verbesserung der Verfügbarkeit der MZR beitragen, indem umgehend geeignete Maßnahmen eingeleitet werden, wie Überprüfung, Instandsetzung oder Austausch fehler betroffener Komponenten. Erstmals ist hiermit auch die Online-Überprüfung der Schutzwandler und zugehöriger Verbindungsleitungen möglich.

Während in konventioneller Technik ausschließlich die Relaishardware die Relaisfunktion bestimmte, sind mit der Mikroprozortechnik im MZR Programme erforderlich, die primäre und sekundäre Schutzfunktionen festlegen. Der Korrektheit der Relaissoftware kommt besondere Bedeutung zu: Die programmtechnische Bearbeitung digitalisierter Meßwerte in sequentiellen, speicherbehafteten

Prozessen läßt sich nicht mehr vollständig hinsichtlich aller möglichen Fehlermechanismen beschreiben. Selbst bei völliger Fehlerfreiheit der Rechnerhardware ist es unmöglich, alle kombinatorisch denkbaren, softwarebedingten Systemzustände überhaupt aufzuzeigen /3.32/. In der Vornorm /3.33/ wurden Grundsätze für Rechner in Systemen mit Sicherheitsaufgaben formuliert.

Um systematische Fehler bei der Erstellung der MZR-Software weitgehend zu vermeiden, wurden folgende Lösungswege beschritten:

- Einsatz geeigneter Hochsprachen (s. Kapitel 7)
- Vereinheitlichung und Vorprüfung von Programmsegmenten, z.B. Schutzalgorithmen, Betriebssystem
- Modularisierung der Software

Ein Beitrag zur erweiterten Relaisprüfung, mit der auch Softwarefehler aufgedeckt werden sollen, findet sich in /3.34/. Gegenüber konventionellen Lösungswegen ermöglicht die Stationsleittechnik nach Abschluß der Entwicklungsarbeiten zusätzliche Online-Prüfmöglichkeiten, die indirekt zur Sicherheitserhöhung des Schutzes beitragen. Hierzu zählt besonders die Möglichkeit, störungsbeschreibende Datensätze aus dem MZR an den Stationsrechner zu übertragen. Von dort aus kann bei vermuteten Fehlfunktionen des MZR eine Analyse des Relaisverhaltens unter Verwendung der vorliegenden Datensätze vorgenommen werden.

3.8 Aspekte der Wirtschaftlichkeit

In die MZR-Konzeption sind auch Wirtschaftlichkeitsaspekte einbezogen worden. Die Preise für konventionelle Komponenten eines vollständigen Systems (maximale Ausstattung) zum Schutz eines Leitungsabgangs einer Mittelspannungssammelschiene einschließlich Installations- und Prüfaufwand lagen im Jahr 1989 in folgenden Größenordnungen:

maximale	Distanzschutz	10.000 DM
Ausstattung	KU-Zusatz	4.000 DM
	Erdschluß-Erkennung	4.000 DM
	Signalvergleichszusatz	9.000 DM

		27.000 DM

Für den Schutz von Stickleitungen, z.B. für eine Industrie-einspeisung, ist die Verwendung eines einfachen Schutzsystems (minimale Ausstattung) mit einem Überstromzeitschutz ausreichend. Hierfür betragen die Kosten etwa:

minimale		
Ausstattung	Überstromzeitschutz	3.000 DM

Da der Einsatz von Stationsleitsystemen (Bild 2.4) nur sinnvoll ist, wenn alle Schalt-, Speise- und Kuppelfelder informationstechnisch über Mehrzweckschutzrelais in das Leitsystem eingebunden sind, ist ein konsequent durchgängiges Schutzkonzept erforderlich, in dem die gesamte Schutzfunktionspalette vom Minimalsystem mit Überstromschutz bis zum Maximalsystem verfügbar ist. Der Kostenrahmen für die MZR-Ausführungen orientiert sich aus wirtschaftlichen Überlegungen heraus an dem Aufwand konventioneller Distanzschutzrelais. Auch alle Zusatzfunktionen des MZR, wie z.B. Kurzunterbrechung, wattmetrische Erdschlußrichtungsbestimmung und Signalvergleich, werden ausschließlich durch Software realisiert. Um den Kostenrahmen einhalten zu können, wird das MZR wie folgt konzipiert:

- a) **modularer Hardware-Aufbau**
mit der Möglichkeit aufgabenspezifischer und kostengünstiger Konfiguration
- b) **ein der Aufgabe "Schutz von Mittelspannungsanlagen" angemessenes Grundsystem**
 - keine Bussysteme
 - keine Mehrprozessoranwendungen für einfache Schutzaufgaben wie z.B. Überstromschutz und einsystemiger Impedanzschutz
- c) **modularer Software-Aufbau**
mit Prüfmöglichkeiten der einzelnen Module, um aufgabenspezifische Modulzusammenstellungen nicht vollständig neu prüfen zu müssen.

Für den MZR-Überstromschutz wird nachfolgend keine Sonderlösung erarbeitet, obwohl die großen Kostenunterschiede der verschiedenartigen konventionellen Schutzsysteme dies nahelegen könnten. Im Sinne der Aufgabenstellung - vereinheitlichte Relaisausführung des MZR - wird das entwickelte MZR-Grundsystem konsequenterweise auch für den Überstromschutz eingesetzt. Die

Softwarezusatzkosten für die Implementierung eines leitsystemfähigen MZR-Überstromschutzrelais sind gering, verglichen mit den möglichen Hardware-Kostenvorteilen bei Einsatz eines 8-Bit-Prozessorsystems an Stelle eines 16-Bit-Prozessors. Für das MZR ist nur ein aufgabenspezifisches Modul zu entwickeln, das zudem in der Differential- und Distanzschutzversion die Reserveschutzfunktion übernehmen kann. Weitere entscheidende Vorteile ergeben sich bei der MZR-Lösung durch die Verwendbarkeit einheitlicher, vorgeprüfter Module.

3.9 Modularisierung von Hard- und Software

a) Hardware

Der Hardwaregrundaufbau ergibt sich aus den erforderlichen Schutzfunktionen (siehe Kapitel 3.2) unter Beachtung von Aufbau-technik und der zur Verfügung stehenden Platinenfläche. Um zu einer standardisierten Bauform des MZR zu gelangen, wurde ein genormtes Platinenformat (100 mm * 160 mm) nach DIN 41494 verwendet, obwohl es für einen störsicheren Schaltungsaufbau nicht in idealer Weise konzipiert wurde: Die Platinensteckverbindung ist an der kürzeren Seite der Platine vorgesehen, daher müssen Leiterbahnen zu der Steckverbindung eng benachbart geführt werden. Die notwendige Trennung von Digital- und Analogelektronik ist auf der geringen Platinengrundfläche nur unter Kompromissen möglich.

Die gewählte Hardwareunterteilung in Module zeigt Bild 3.5. Sie orientiert sich an der Notwendigkeit, Module als eigenständige Funktionsgruppen entwerfen und prüfen zu können.

Die Modulzusammenstellung in Abhängigkeit von der Schutzfunktion ist in Tabelle 3.6 dargestellt. Ausschließlich das Wandlermodul ist spezifisch an die jeweilige Schutzfunktion des MZR anzupassen.

b) Software

Um die notwendigen Entwurfs- und Prüfarbeiten für ein Mehrzweckschutzrelais (MZR) vom Umfang her eingrenzen zu können, ist ein spezielles, an die Durchführung von Schutzaufgaben (in Echtzeit) angepaßtes, Betriebssystem erforderlich.

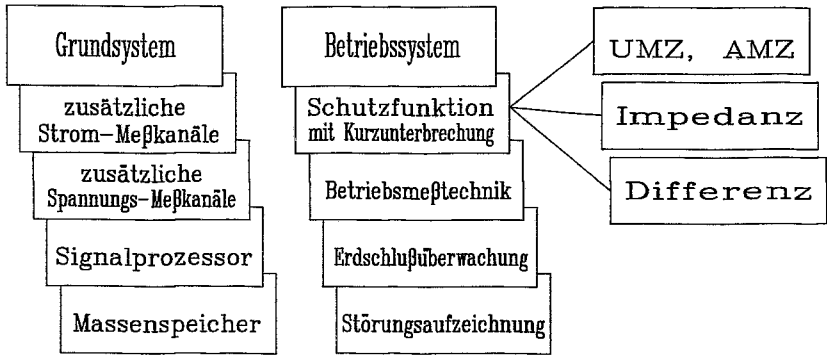


Bild 3.5 Hard- und Softwaremodule für das MZR

	Überstrom MZR-Ü	Impedanz MZR-I	Differenz MZR-D
Grundsystem	■	■	■
zusätzliche Strommeßkanäle	o	■	■
zusätzliche Spannungsmeßkanäle	o	■	o
Signalprozessor		o	■
Betriebssystem	■	■	■
UMZ-, AMZ-Schutz	■	o	o
Impedanzschutz		■	
Differentialschutz			■
KU	o	o	o
Betriebsmessung	o	o	o
Erdschlußüberwachung	o	o	
Störungsaufzeichnung	o	o	o

■: erforderlich o: möglich

Tabelle 3.6 Modulzusammenstellung für MZR in Abhängigkeit von MZR-Funktion

Zur Zeit verfügbare, universell verwendbare Betriebssysteme können für das MZR nicht verwendet werden, da sie prozessorspezifisch realisiert und nicht ausreichend an die Erfordernisse der schnellen Selektivschutztechnik angepaßt sind. Für das MZR wurde daher ein neues, an die Spezifika der Schutztechnik angepaßtes Betriebssystem entwickelt. Von diesem Betriebssystem werden alle MZR-Softwaremodule verwaltet. Aufbau und Funktion des entworfenen Betriebssystems sind in Kapitel 7.2 dargestellt.

3.10 Abtastfrequenz und Rechnerleistung

Abtastfrequenz

Für die digitale Signalverarbeitung im MZR müssen die Eingangssignale bandbegrenzt sein, um dem Abtasttheorem nach Shannon zu entsprechen /3.35/.

In /3.6 - 3.28/ wurden verschiedene Einflußgrößen auf die spektrale Zusammensetzung der Meßsignale dargestellt. Aufgrund eigener Untersuchungsergebnisse /3.36, 3.37/, wegen bestehender Regelungen nach VDE 0839 /3.38/ und unter Berücksichtigung des Betriebsverhaltens von Stromrichtern /3.39/ ist mindestens die Erfassung der stromrichtertypischen 13. Oberschwingung (650 Hz) erforderlich, um bei Effektivwertbestimmungen die Fehlergrenze nach Tabelle 3.5 nicht zu überschreiten. Hiermit gilt für die Abtastfrequenz des MZR $f_A > 2 \cdot 650$ Hz. Sie wurde einheitlich für alle MZR-Varianten auf 1600 Hz festgelegt.

Rechnerleistung

Mit Festlegung der Abtastfrequenz, der Wahl von Schutzalgorithmen und der benötigten Zusatzfunktionen für das MZR, existieren Vorgaben für die Auswahl von Universal- und Signalprozessor. Nach Abschätzung der benötigten Rechnerleistung wird die Wahl geeigneter Mikroprozessoren jedoch durch Faktoren beeinflusst, die den theoretischen Freiraum entscheidend einengen. Hierzu zählen:

- vorhandene Hardwareentwicklungswerkzeuge
wie Incircuit-Emulatoren, Testsysteme
- vorhandene Softwareentwicklungswerkzeuge
wie Compiler, Assembler, Debug-Systeme
- Probleme der Verfügbarkeit von Hard- und Software

a) Universalprozessor

Nachdem sich im Bereich industrieller Schutzrelaisentwicklungen Prozessoren eines bestimmten Herstellers durchgesetzt haben, wurde für die Arbeiten ein Prozessortyp dieses Herstellers oder ein weitgehend kompatibler Prozessortyp in Erwägung gezogen. Wie in Kapitel 6.1.1 ausführlich dargelegt wird, erfüllt der als Hauptprozessor im MZR gewählte Universalprozessor mit der Typenbezeichnung V25 weitestgehend die gestellten Anforderungen und ist in drei Bereichen besonders für den Einsatz im MZR geeignet:

- kürzeste Taskwechselzeiten acht spezieller Tasks
- höchster Integrationsgrad erforderlicher Zusatzbaugruppen
- leistungsfähige Datentransfertechniken mit geringer CPU-Belastung

Wegen der besonderen Bedeutung dieser drei Bereiche, die einfach und bei angemessenem Aufwand mit dem gewählten Universalprozessor V25 realisierbar sind, wurde auf uneingeschränkte Kompatibilität von Hard- und Softwarelösungen zu industriell gefertigten Schutzrelais verzichtet. Der Integrationsgrad des verwendeten Mikrocomputers und die realisierbaren Möglichkeiten des schnellen Datentransfers beeinflussen die Rechnerleistung entscheidender, als die reine Ausführungszeit von Arithmetikbefehlen.

b) Signalprozessor

Signalprozessoren mit speziell angepaßtem Befehlsvorrat zur digitalen Signalverarbeitung können Aufgaben wie z.B. Impedanzermittlung, Fourier-Transformation und Komponenten-Transformationen rechenzeitsparender und damit effektiver als Universalprozessoren ausführen. In Voruntersuchungen /3.40, 3.41/ wurde der Nachweis erbracht, daß bereits ein einziger Signalprozessor die benötigte Rechenleistung für einen mehrsystemig ausgeführten Impedanzschutz oder Differentialschutz zur Verfügung stellt. Der im MZR verwendbare Signalprozessor TMS 32010 ist der ersten Generation von Signalprozessoren zuzuordnen. Hierzu aufwärtskompatible und leistungsfähigere Prozessortypen des gleichen Herstellers können bei gesteigerten Rechenanforderungen im MZR auf Grund der realisierten Schnittstellen zwischen den Mikroprozessoren (s. Kapitel 6.1.2) direkt eingesetzt werden.

Die Aussagen des Kapitel 3 lassen sich wie folgt zusammenfassen:

- mit einem Grundgerät sind wahlweise Überstrom-, Distanz- und Differentialschutz ausführbar
- Zusatzfunktionen, wie z.B. Kurzunterbrechung, Erdschlußerken-
nung werden in das MZR integriert
- Störungsaufzeichnung mit dem MZR ohne die bisher aufwendigen
Zusatzeinrichtungen
- bedingte Selbstprüfbarkeit des MZR
- geringer Meßleistungsbedarf
- Rechner des Basissystems (Hauptprozessor) als
16-Bit-Mikroprozessor
- einfache Erweiterbarkeit des Basissystems ohne Bussystem um
einen Signalprozessor für höherwertige Schutzaufgaben, wie
z.B. mehrsystemiger Impedanzschutz oder Differentialschutz
- Analogdatenerfassung für mindestens 9 Meßgrößen, aus Kosten-
gründen mit 12-Bit-ADU und schaltbaren Vorverstärkern zur
Realisierung eines Quasi-16-Bit-ADU
- Prozeßkoppler unabhängig vom MZR-Type mit Ein-/Ausgabereleis
und zwei seriellen Schnittstellen für die Parametrierung und
die Einbindung in das Stationsleitsystem
- einfache Anzeige- und Bedieneinheit
- genormte Gehäusetechnik und Platinenformate

4 Verfahren für die Schutzfunktionen des MZR

4.1 Überstromschutz (MZR-I)

Der Überstromschutz wird in Strahlennetzen der Industrie und der öffentlichen Stromversorgung, für Kupplungen der öffentlichen Stromversorgung mit Industrienetzen sowie für den allgemeinen Reserveschutz eingesetzt. Um auch einfach gespeiste Ringleitungen, doppelt gespeiste Einfachleitungen und einseitig gespeiste Parallellösungen schützen zu können, muß zusätzlich die Leistungsrichtung berücksichtigt werden /4.1/. Überstromschutzrelais werden in Abhängige-Maximalstrom-Zeit-Relais (AMZ-Relais) und Unabhängige-Maximalstrom-Zeit-Relais (UMZ-Relais) unterteilt. Bei AMZ-Relais ist die Auslösezeit abhängig von der Höhe des Überstromes und wird mit wachsendem Überstrom geringer. Hiermit kann der einfachste Kurzschlußschutz für Motoren, Transformatoren und Leitungen realisiert werden. Staffelmöglichkeiten zu Schutzrelais anderer Bauart sind nur bedingt möglich. Untereinander sind AMZ-Relais staffelbar. Bei UMZ-Relais wird die Auslösezeit stufung mit ansteigendem Kurzschlußstrom verkürzt. Hiermit läßt sich ein selektiver Netzschutz als Zeitstaffelschutz realisieren.

Konventionelle Überstromschutzrelais haben den Vorteil geringer Kosten aber folgende Nachteile:

- zunehmende Auslösezeit in Richtung Netzspeisung
- große Staffelzeiten (ca. 500 ms)
- begrenzte Selektivität

Für die Überstromschutzversion des Mehrzweckschutzrelais MZR-I wurde ein gegenüber konventionellen Relais funktionserweitertes Überstromschutzverfahren realisiert. Hierzu werden 1. beide Schutzprinzipien - **abhängiger und unabhängiger Überstromschutz** - miteinander kombiniert, 2. die erforderliche Leistungsrichtungs-Erkennung integriert und 3. zur kurzfristigen Erweiterung des Nennbereichs eine Wärmeabbildfunktion integriert (s. Abschnitt 4.5). Den prinzipiellen Verlauf einer MZR-Auslösekennlinie zeigt Bild 4.1. Sie ist in fünf Abschnitte unterteilt, für die jeweils die Bedingungen nach Tabelle 4.1 gelten.

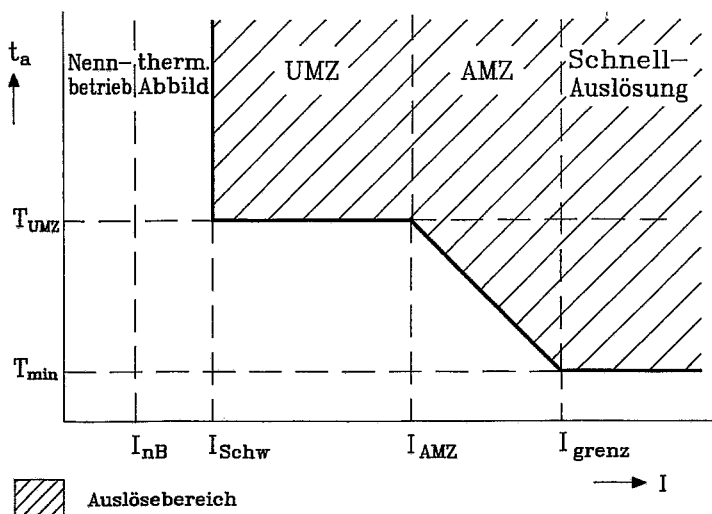


Bild 4.1 Kennlinie des MZR-I

Schutzfunktion		Kennlinie
Nennbetrieb	keine	
thermisches Abbild	keine (Meldefunktion ->)	s. Kapitel 4.5
UMZ-Bereich	UMZ	$t_a = T_{UMZ}$
AMZ-Bereich	AMZ	$t_a = -K_1 \cdot I / I_n + K_2$
Schnell-auslösung	UMZ (Schnellzeit)	$t_a = T_{min}$

Tabelle 4.1 Kennzeichnung der Kennlinienabschnitte des MZR-I

Die Stromamplituden werden im MZR-I mit einer angenäherten Effektivwertbestimmung ermittelt. Einfachere Verfahren zur Scheitelwertbestimmung /4.2/ können wegen zu erwartender Oberschwingungsüberlagerungen nicht angewendet werden.

Für die digitale Signalverarbeitung in einem Abtastsystem /4.3/ wird Gl. (4.1), die den Effektivwert eines Wechselstromes definiert, in Gl. (4.2) überführt.

$$I = \sqrt{\frac{1}{T} \int_{t=0}^T i^2 dt} \quad (4.1)$$

Hierbei wird der kontinuierliche Signalverlauf $i(t)$ durch eine Folge von N Abtastwerten i_1, i_2, \dots, i_k beschrieben, die im äquidistanten Abstand Δt aus dem Meßsignal entnommen werden. Im MZR-I wird die Abtastfensterbreite $T_f = N \cdot \Delta t$ zu 20 ms entsprechend einer Netzperiode gewählt, um eine möglichst kurze Einschwingzeit zu erhalten.

Die Effektivwertberechnung wird viermal je Netzperiode für alle drei Leiterströme durchgeführt. Vor nachfolgenden Effektivwertberechnungen wird das Abtastfenster jeweils um eine viertel Netzperiode verschoben. In den weiteren Berechnungen wird ein Mittelwert aus vier aufeinanderfolgenden Effektivwertermittlung verwendet.

$$\text{AMZ:} \quad I = \sqrt{\frac{\sum_{k=0}^{N-1} i_k^2}{N}} \quad \text{mit } N = \frac{T_f}{\Delta t} = \frac{20 \text{ ms}}{625 \mu\text{s}} \quad (4.2)$$

Zur Einsparung von Rechenzeit wird im UMZ-Teil der Auslösekennlinie die Radizierung und Division durch N nach Gl. (4.2) nicht ausgeführt sondern mit Gl. (4.3) gearbeitet.

$$\text{UMZ:} \quad I^2 \cdot N = \sum_{k=0}^{N-1} i_k^2 \quad (4.3)$$

Das MZR berechnet bei Initialisierung des Schutzprogramms aus dem Einstellwert I_{Schw} (Nr. 46 in Anhang C) den Grenzwert $I_{\text{Schw}}^2 \cdot N$.

Bei AMZ-Relais sind Kennlinienverläufe "normal invers", "very invers" und "extremly invers" gebräuchlich. Für das MZR-I wurde der Kennlinienverlauf nach Gl. (4.4) realisiert. Die Auslösezeit t_a wird wie folgt bestimmt:

$$t_a = -K_1 \cdot (I/I_n) + K_2 \quad (4.4)$$

Die Konstanten K_1 und K_2 werden aus den Einstellparametern (s. Anhang C und Bild 4.1) vom MZR nach Gl. (4.5) berechnet.

$$K_1 = \frac{(T_{UMZ} - T_{min}) \cdot I_n}{I_{grenz} - I_{AMZ}}, \quad K_2 = T_{UMZ} + K_1 \cdot \frac{I_{AMZ}}{I_n} \quad (4.5)$$

Der Kennlinienverlauf "very invers" /4.4/ nach Gl. (4.6) kann ebenfalls realisiert werden.

$$t_a = \frac{K_{vi}}{\frac{I}{I_n} - 1} \quad (4.6)$$

Die Abschaltzeiten für die UMZ- und AMZ-Kennlinienbereiche werden kontinuierlich unter Verwendung des größten der drei Leiterströme berechnet und passen sich ständig den sich ändernden Leiterströmen an. Hierdurch wird erreicht, daß bei Wechsel des Fehlers oder der Fehlerart eine fehlergerechte Abschaltzeit bestimmt wird. Besonders bei großen Kurzschlußströmen ist die Verkürzung der Abschaltzeit vorteilhaft.

Für den in Industrienetzen weit verbreiteten Überstromschutz ist die Effektivwerterfassung unter Berücksichtigung der charakteristischen Oberschwingungsströme erforderlich. Beim Betrieb von Stromrichteranlagen wurden Stromoberschwingungen mit Amplituden bis zu 30 % des Nennstromes ermittelt /2.20/. Beim Schutz von Oberschwingungssaugkreisen, Blindstromkompensationsanlagen und Netzverstimmungskreisen müssen diese Oberschwingungsamplituden berücksichtigt werden. Sie können hier ein Vielfaches der Grundschwingungsamplitude betragen. Mit der gewählten, MZR-einheitlichen Abtastfrequenz von 32-facher Netzfrequenz kann das MZR eine Effektivwertbestimmung bis zur 13. Oberschwingung durchführen. Die gewählte Abtastfrequenz ist für den Einsatz in Netzen der öffentlichen Stromversorger und Industrienetzen ausreichend. Die Effektivwertermittlung ist mit verschiedenen Fehlern behaftet, die folgende Ursachen haben:

- a) Frequenzabweichungen der Netzspannungen (max. $\pm 0,2 \%$)
- b) Frequenzabweichungen der Abtastfrequenz (max. $\pm 50 \text{ ppm}$)
- c) Fehler der analogen Signalkonditionierung
- d) Quantisierungsfehler des AD-Wandlers
- e) Rundungsfehler bei Berechnungen

Die Fehlereinflüsse nach b) sind wegen der Quarzstabilisierung des Abtastoszillators um 2 Größenordnungen geringer als die Fehlereinflüsse nach a) und somit gegenüber a) vernachlässigbar. Die Fehlereinflüsse nach d) bis e) werden in Kapitel 4.2.1 behandelt. Die Größe der Fehler durch Änderungen der Netzfrequenz sind abhängig von der Oberschwingungsbelastung und der Aussteuerung des ADU und bleiben für die Grundschiwingung unter $0,2 \%$, für die 13. Oberschwingung unter $0,5 \%$ des berechneten Betragswertes $/3.8/$.

Zur erforderlichen Richtungserkennung werden vom MZR-I die Phasenwinkel zwischen Leiterstrom und verketteter Spannung nach dem Koinzidenzprinzip bestimmt. Das realisierte Verfahren entspricht der 90° -Schaltung nach /4.5/ und liefert nach /4.5/ auch bei Fehlern jenseits von Transformatoren mit drehender Schaltgruppe korrekte Richtungsentscheide.

Zur Durchführung der Koinzidenzmessung werden im Ringspeicher (Kapitel 5.2) parallel in den drei Phasen jeweils die ersten Stromabtastwerte markiert, die einem Nulldurchgang mit ansteigender Spannung folgen. Ebenso werden jeweils die ersten Abtastwerte der verketteten Spannungen markiert, die einem Nulldurchgang mit ansteigendem Strom folgen. Hiermit lassen sich die Phasenwinkel mit dem Fehler F_α bestimmen, wenn die ausgewerteten Signale keine überlagerten Gleichanteile aufweisen:

$$F_\alpha = \pm \frac{2\pi \cdot f_n}{2 \cdot f_A} \quad (4.7)$$

Auf eine Interpolation zur Verbesserung der Genauigkeit der Winkelbestimmung kann wegen der geforderten Meßgenauigkeit verzichtet werden.

Da überlagerte Gleichanteile zu fehlerhaften Richtungsbestimmungen führen können, wird bei einer Gleichantelerkennung die Richtungsbestimmung unterbunden. Hierzu werden jeweils, für die

drei Leiterströme getrennt, aufeinanderfolgende Maxima der Betragsfunktion bestimmt. Unterschreitet deren Differenz einen vorgebbaren Grenzwert, wird die Richtungserkennung freigegeben.

4.2 Impedanzschutz (MZR-Z)

Impedanzschutzrelais sind in der Bundesrepublik Deutschland zahlenmäßig am weitesten verbreitet. Ursachen hierfür sind:

- die einfache Realisierung selektiver Zeitstaffelschutzsysteme
- alle benötigten Meßgrößen sind vor Ort vorhanden
- systemimmanente Reserveschutzfunktionen

Durch geeignete Wahl entsprechender Relaisarten und Anregeschaltungen kann der Impedanzschutz in allen Netztypen eingesetzt werden /4.6/.

4.2.1 Impedanzbestimmung

Unter der Voraussetzung, daß die Impedanzschutzversion des MZR (MZR-Z) alle Fehlerfälle in allen Netztypen korrekt erfassen soll, müssen die sechs Impedanzen nach Gl. (4.9 - 4.14) bestimmt werden. Da im MZR-Z ausreichend Rechenzeit zur Verfügung steht, wird es sechssystemig ausgeführt, d.h. alle sechs Impedanzen werden unabhängig von der Fehlerart immer berechnet. Hierzu werden die drei Leiterströme I_R , I_S , I_T , der Summenstrom I_0 sowie die Leiter-Erde-Spannungen U_R , U_S und U_T benötigt. Die Nullspannung U_0 wird zum Zweck der Erdschlußrichtungsbestimmung ebenfalls erfaßt. Zur Impedanzberechnung wird sie nicht benötigt. Zusätzlich muß der Summenstromfaktor k_0 nach Gl. (4.8) vom Anwender aus den Netzdaten bestimmt werden.

$$k_0 = \frac{1}{3} \left[\frac{Z_{0F}}{Z_{mF}} - 1 \right] \quad (4.8)$$

Vom MZR werden die sechs "Impedanzen" nach den Gleichungen (4.9 - 4.14) bestimmt (siehe Anhang B). Von diesen "Impedanzen" ist im Kurzschlußfall mindestens eine proportional zur Fehlerortentfernung.

$$\frac{U_R}{I_R + k_0 \cdot 3I_0} \Rightarrow Z_F(RE) \quad (4.9)$$

$$\frac{U_S}{I_S + k_0 \cdot 3I_0} \Rightarrow Z_F(SE) \quad (4.10)$$

$$\frac{U_T}{I_T + k_0 \cdot 3I_0} \Rightarrow Z_F(TE) \quad (4.11)$$

$$\frac{U_R - U_S}{I_R - I_S} \Rightarrow Z_F(RS) \quad (4.12)$$

$$\frac{U_S - U_T}{I_S - I_T} \Rightarrow Z_F(ST) \quad (4.13)$$

$$\frac{U_T - U_R}{I_T - I_R} \Rightarrow Z_F(TR) \quad (4.14)$$

Im MZR-Z erfolgt die Impedanzbestimmung aus den verfügbaren Abtastwerten zur Zeit mit der LOBOS-A4-Methode nach /1.16/. Diese geht zur Nachbildung des Netzverhaltens von folgender Differentialgleichung 1. Ordnung aus:

$$u(t) = L \cdot \frac{di}{dt} + R \cdot i(t) \quad (4.15)$$

Unter Verwendung der Abtastwerte i_1 bis i_4 zu den Zeitpunkten t_1 bis t_4 im Abstand Δt sowie u_2 und u_3 zu den Zeitpunkten t_2 und t_3 führt die Lösung dieser Differentialgleichung nach /1.16/ auf folgende Bestimmungsgleichungen für R und X:

$$R = \frac{u_2(i_4 - i_2) - u_3(i_3 - i_1)}{i_2(i_4 - i_2) - i_3(i_3 - i_1)} \quad (4.16)$$

$$X = \frac{u_3 i_2 - u_2 i_3}{i_2(i_4 - i_2) - i_3(i_3 - i_1)} \cdot 2 \cdot \sin(\omega \cdot \Delta t) \quad (4.17)$$

Abtastintervallbreite des MZR: $\Delta t = 625 \mu s$

Nach den Untersuchungen /1.16/, /4.7/ ist die Genauigkeit der LOBOS-A4-Methode u.a. von dem Verlauf der Spannungs- und Stromkurvenform der Eingangssignale abhängig. Zur Eliminierung von Gleichanteil und Oberschwingungen wurde deshalb im MZR-Z zusätzlich vor der Impedanzbestimmung eine digitale Filterung der Abtastwerte von Strom und Spannung implementiert (s. Kapitel 7.3).

Das Funktionsschaltbild der digitalen Meßwertverarbeitung im MZR-Z ist in Bild 4.2 dargestellt.

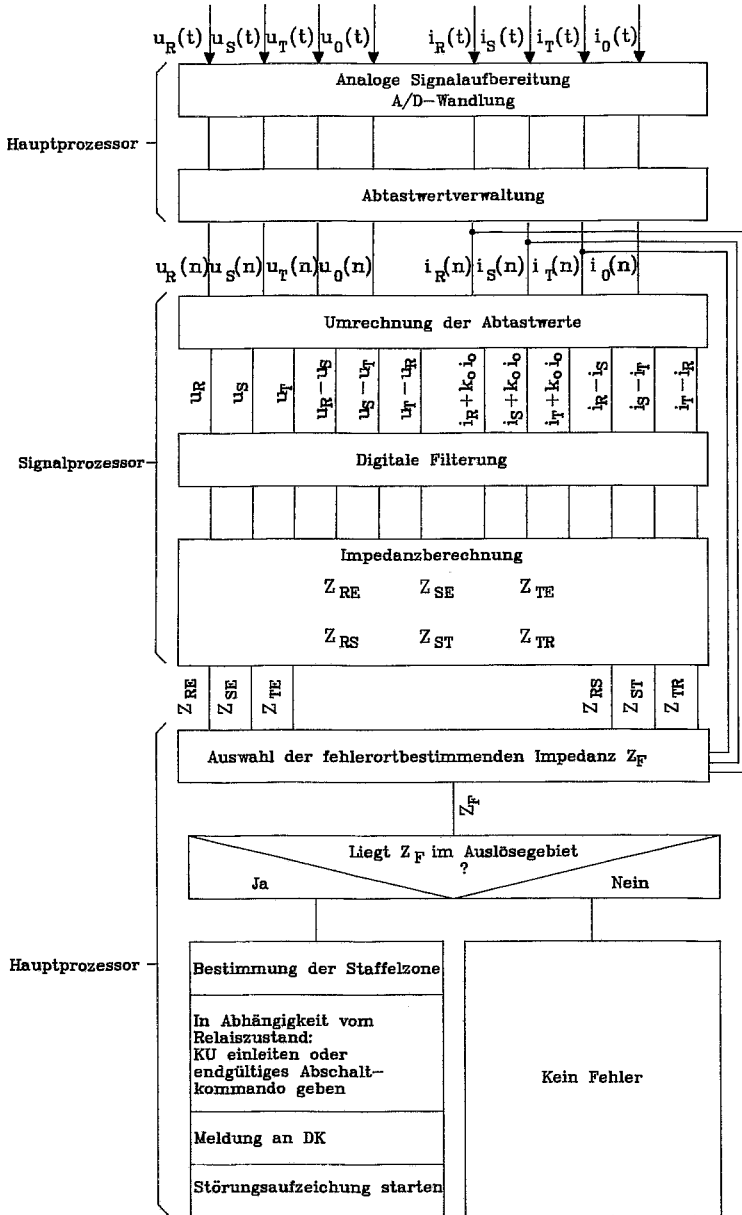


Bild 4.2 Meßwertverarbeitung im MZR-Z (Impedanzschutz)

Ein aus vier Strömen und vier Spannungen bestehender Abtastwertesatz wird 32-mal je Netzperiode von der Hauptprozessor- an die Signalprozessor-Baugruppe übergeben. Der Datenaustausch erfolgt über einen Koppelspeicher (Dual-Port-RAM). In der zur Verfügung stehenden Zeit von $\Delta t = 625 \mu s$ werden vom Signalprozessor des MZR nach dem im Bild 4.3 dargestellten Schema folgende Berechnungen durchgeführt:

- Abtastwerte für Zähler- und Nennerterme einer der sechs Gleichungen (4.9 - 4.14)
- digitale Filterung
- Impedanzbestimmung

Nach sechsmaligem Aufruf des Signalprozessorprogramms entsprechend 3,75 ms steht ein vollständiger Impedanzwertesatz nach (4.9) bis (4.14) zur Verfügung.

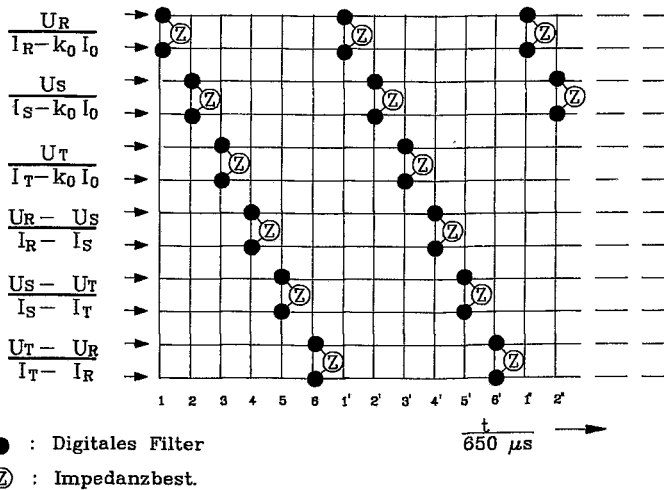


Bild 4.3 Rechenschema und Zeitabläufe für Signalprozessor (MZR-Z)

4.2.2 Mustererkennung zur Impedanzauswahl

Wie in Anhang B dargelegt wird, beschreiben in Abhängigkeit von der Fehlerart nur bestimmte Impedanzen die Distanz zwischen Einbauort des MZR und Fehlerort richtig. Anstelle der bisherigen Auswahlhaltungen (s. Kapitel 3.5) wird die Impedanzauswahl im MZR mit einem Programm durchgeführt. Dieses ermittelt mit Hilfe eines Verfahrens der Mustererkennung aus den sechs berechneten Impedanzen die zur Fehlerentfernung proportionale Impedanz.

Die Grundlage für das realisierte Verfahren zur Mustererkennung wurde in umfangreichen Untersuchungen eines typischen Mittelspannungsnetzes erarbeitet, das in Anhang A beschrieben ist. Für die erforderlichen Simulationsrechnungen zur Ermittlung der stationären Impedanzwerte wurde das Elektro-Magnetische-Transienten-Programm "EMTP" verwendet /6.1/, /6.2/ (s. auch Kapitel 8.1).

In den Tabellen 4.2 bis 4.4 sind die stationären Endwerte der Impedanzberechnung für drei charakteristische Konstellationen des Testnetzes aus Anhang A dargestellt (1. Erdschlußlöschung, 2. zusätzliche Kabelstrecken, 3. wirksame Sternpunkterdung). Die angegebenen Impedanzwerte sind auf die fehlerortbeschreibende Impedanz bezogen. Der Zahlenwert 1,000 an einem Tabellenplatz bedeutet, daß die betreffende Impedanz den Fehlerort für den betreffenden Kurzschlußfall genau beschreibt. Die unterstrichenen Werte weisen auf die fehlerortbeschreibenden Impedanzen hin. Die Struktur des Mustererkennungsverfahrens zur Ermittlung der fehlerortbeschreibenden Impedanz wird in Abhängigkeit von der Sternpunktbehandlung des Netzes mit den Bildern 4.4 und 4.5 erläutert. In Bild 4.4 ist das Struktogramm der fehlerartabhängigen Impedanzauswahl für wirksam geerdete Netze, in Bild 4.5 für Netze mit Erdschlußkompensation dargestellt. Die Auswahl der fehlerortbestimmenden Impedanz Z_{MF} basiert auf dem Vergleich der sechs berechneten Impedanzwerte miteinander (s. Anhang B). Wie aus den Bildern 4.4 und 4.5 ersichtlich, wird für das Mustererkennungsverfahren der Summenstrom herangezogen. Um die Zuverlässigkeit der Mustererkennung zu erhöhen, wird sie erst durchgeführt, wenn das realisierte Anregeverfahren zur Erkennung quasi-stationärer Impedanzwerte (s. Abschnitt 4.2.4 und Bild 4.10) die Auswertungsfreigabe erteilt.

Fehlerart	R_{RH}	X_{RH}	R_{SH}	X_{SH}	R_{TH}	X_{TH}	R_{RS}	X_{RS}	R_{ST}	X_{ST}	R_{TR}	X_{TR}
RST	<u>1,000</u>	<u>1,000</u>	<u>1,000</u>	<u>1,000</u>	<u>1,000</u>	<u>1,000</u>	<u>1,000</u>	<u>1,000</u>	<u>1,000</u>	<u>1,000</u>	<u>1,000</u>	<u>1,000</u>
RE	<u>0,951</u>	<u>0,854</u>	3,003	-384,996	-3028,028	1877,808	521,672	194,205	521,782	195,620	523,023	194,519
SE	-3028,028	1877,808	<u>0,951</u>	<u>0,854</u>	419,920	-348,996	523,023	194,519	521,672	194,250	521,782	195,620
TE	419,920	-384,996	3028,028	1877,808	<u>0,951</u>	<u>0,854</u>	521,782	195,620	523,023	194,519	521,672	194,205
RS	3,253	0,494	-1,251	1,527	522,247	195,845	<u>1,000</u>	<u>1,000</u>	-5,856	2,561	7,708	-0,449
ST	521,782	195,620	3,253	0,449	-1,301	1,527	7,758	-0,494	<u>1,000</u>	<u>1,000</u>	-5,806	2,606
TR	-1,251	1,527	521,782	195,620	3,253	0,449	-5,856	2,561	7,758	-0,494	<u>1,000</u>	<u>1,000</u>
RSE	0,996	1,002	1,001	1,033	1136,136	-142,408	<u>1,000</u>	<u>1,000</u>	5,806	2,606	7,708	-0,494
STE	1136,136	-143,756	0,996	1,002	1,001	1,002	7,708	-0,494	<u>1,000</u>	<u>1,000</u>	-5,806	2,606
TRE	1,001	1,002	1141,141	-143,756	0,996	1,002	-5,806	2,606	7,708	-0,494	<u>1,000</u>	<u>1,000</u>

Tabelle 4.2 Relativwerte der stationären Impedanzen in Abhängigkeit von der Fehlerart für das Testnetz nach Anhang A mit Erdschlußkompensation (Tabelle 8.1, a)
 Bezugswert: fehlerortbeschreibende Impedanz
 unterstrichene Werte: fehlerortbeschreibend (s. Anhang B)

Fehlerart	R_{RM}	X_{RM}	R_{SM}	X_{SM}	R_{TH}	X_{TH}	R_{RS}	X_{RS}	R_{ST}	X_{ST}	R_{TR}	X_{TR}
RST	<u>1,000</u>	<u>1,000</u>	<u>1,000</u>	<u>1,000</u>	<u>1,000</u>	<u>1,000</u>	<u>1,000</u>	<u>1,000</u>	<u>1,000</u>	<u>1,000</u>	<u>1,000</u>	<u>1,000</u>
RE	<u>0,979</u>	<u>0,977</u>	74,575	6,289	25,931	68,464	34,099	25,153	34,094	25,160	34,103	25,160
SE	25,931	68,464	<u>0,979</u>	<u>0,977</u>	74,575	6,289	34,103	25,160	34,099	25,153	34,094	25,160
TE	74,575	6,289	25,931	68,464	<u>0,979</u>	<u>0,977</u>	34,094	25,160	34,103	25,160	34,099	25,153
RS	3,013	0,503	-1,071	1,685	34,094	25,160	<u>1,000</u>	<u>1,000</u>	-5,255	3,684	6,807	0,018
ST	30,591	25,160	3,013	0,503	-1,071	1,685	6,807	0,018	<u>1,000</u>	<u>1,000</u>	-5,255	3,684
TR	-1,071	1,685	34,094	25,160	3,013	0,053	-5,255	3,684	6,807	0,018	<u>1,000</u>	<u>1,000</u>
RSE	0,998	1,000	1,001	1,000	53,253	37,646	<u>1,000</u>	<u>1,000</u>	-5,255	3,684	6,807	-0,013
STE	53,253	37,646	0,998	1,000	1,001	1,000	6,807	-0,013	<u>1,000</u>	<u>1,000</u>	-5,255	3,684
TRE	1,001	1,000	53,253	37,646	0,998	1,000	-5,255	3,684	6,807	-0,013	<u>1,000</u>	<u>1,000</u>

Tabelle 4.3 Relativwerte der stationären Impedanzen in Abhängigkeit von der Fehlerart für das Testnetz nach Anhang A mit Erdschlußkompensation (Tabelle 8.1, b)
 Bezugswert: fehlerortbeschreibende Impedanz
 unterstrichene Werte: fehlerortbeschreibend (s. Anhang B)

Fehlerart	R_{RH}	X_{RH}	R_{SH}	X_{SH}	R_{TH}	X_{TH}	R_{RS}	X_{RS}	R_{ST}	X_{ST}	R_{TR}	X_{TR}
RST	<u>1,000</u>	<u>1,000</u>	<u>1,000</u>	<u>1,000</u>	<u>1,000</u>	<u>1,000</u>	<u>1,000</u>	<u>1,000</u>	<u>1,000</u>	<u>1,000</u>	<u>1,000</u>	<u>1,000</u>
RE	<u>1,021</u>	<u>0,988</u>	2,042	-5,121	-5,906	1,572	-2,212	5,031	521,782	195,620	6,056	2,965
SE	-5,906	1,572	<u>1,021</u>	<u>0,988</u>	2,042	-5,121	6,056	2,965	-2,212	5,031	521,782	195,602
TE	2,042	-5,121	-5,906	1,572	<u>1,021</u>	<u>0,988</u>	521,782	195,620	6,056	2,965	-2,212	5,031
RS	3,253	0,494	-1,251	1,527	522,247	195,845	<u>1,000</u>	<u>1,000</u>	-5,856	2,561	7,708	-0,449
ST	521,782	195,620	3,253	0,449	-1,301	1,527	7,758	-0,494	<u>1,000</u>	<u>1,000</u>	-5,806	2,606
TR	-1,251	1,527	521,782	195,620	3,253	0,449	-5,856	2,561	7,758	-0,494	<u>1,000</u>	<u>1,000</u>
RSE	1,011	0,984	1,026	1,011	-4,955	-4,717	<u>1,000</u>	<u>1,000</u>	-3,153	3,774	6,016	1,572
STE	-4,955	-4,717	1,011	0,984	1,026	1,011	6,016	1,572	<u>1,000</u>	<u>1,000</u>	-3,153	3,774
TRE	1,026	1,011	-4,955	-4,717	1,011	0,984	-3,153	3,774	6,016	1,572	<u>1,000</u>	<u>1,000</u>

Tabelle 4.4 Relativwerte der stationären Impedanzen in Abhängigkeit von der Fehlerart für das Testnetz nach Anhang A, wirksam geerdet (Tabelle 8.1, c)
 Bezugswert: fehlerortbeschreibende Impedanz
 unterstrichene Werte: fehlerortbeschreibend (s. Anhang B)

Impedanz-Auswahl in Netzen mit niederohmiger Sternpunktterdung			
$X_{RS} = X_{ST} = X_{TR}$ <div>Ja</div> <div>?</div>			
Dreipoliger Fehler $Z_F = Z_{RS}$	Nein	$3 I_o > I_{Grenz}$ <div>?</div> <div>Ja</div>	
	Vorzeichenrichtige Auswahl der mittleren Reaktanz X_{ab} aus X_{rs}, X_{st}, X_{tr}	Vorzeichenrichtige Auswahl der mittleren Resistanz R_{ab} aus R_{RS}, R_{ST}, R_{TR}	
		$R_{ab} = R_{aE} = R_{bE}$ <div>Ja</div> <div>?</div> <div>Nein</div>	
	Zweipoliger Fehler zwischen den Leitern a und b ohne Erdberührung $Z_F = Z_{ab}$	Zweipoliger Fehler zwischen den Leitern a und b mit Erdberührung $Z_F = Z_{ab}$	Vorzeichenrichtige Auswahl der mittleren Reaktanz X_{aE} aus X_{RE}, X_{SE}, X_{TE} Einpoliger Erdkurzschluß des Leiters a $Z_F = Z_{aE}$

Indizes für fehlerbehaftete Leiter: a, b, c

Bild 4.4 Struktogramm der Impedanzauswahl im MZR-Z bei niederohmiger Sternpunktterdung

Impedanz-Auswahl bei Netzen mit Erdschlusskompensation oder mit freiem Sternpunkt				
<div>Ja</div> <div>$X_{RS} = X_{TE} = X_{RE}$</div> <div>?</div> <div>Nein</div>		$X_{RS} = X_{ST} = X_{TR}$		
		Vorzeichenrichtige Auswahl der mittleren Reaktanz X_{ab} aus X_{RS}, X_{ST}, X_{TR}		
Dreipoliger Fehler	z.Z. nicht genutzt	$X_{ab} = X_{aE} = X_{bE}$		
		Ja		
		Nein		
		$3 I_0 > I_{Grenz}$		
		Ja		
$Z_F = Z_{RS}$		Zweipoliger Fehler mit Erdbberührung Erdschluß-Fußpunkte liegen nahe beieinander		
		$Z_F = Z_{ab}$		
		Auswahl der betragsmäßig kleineren Reaktanz X_{cE} von X_{aE}, X_{bE}		Zweipoliger Fehler zwischen den Leitern a und b ohne Erdbberührung
$Z_F = Z_{RS}$		Doppelerdschluß zwischen den Leitern a und b		
		$Z_F = Z_{cE}$		$Z_F = Z_{ab}$

Indizes für fehlerbetroffene Leiter: a, b, c

Bild 4.5 Struktogramm zur Impedanzauswahl im MZR-Z bei Erdschlußkompensation oder freiem Sternpunkt

4.2.3 Auslösekennlinien

Nach der Bestimmung der fehlerortbeschreibenden Impedanz Z_F wird ermittelt, ob Z_F im eingestellten Auslösegebiet des MZR liegt. In jeder Staffelstufe ist zur Berücksichtigung des Lichtbogenwiderstandes die parallel zur Leitungsgerade verlaufende Grenze des Auslösegebietes einstellbar (s. Bild 4.6).

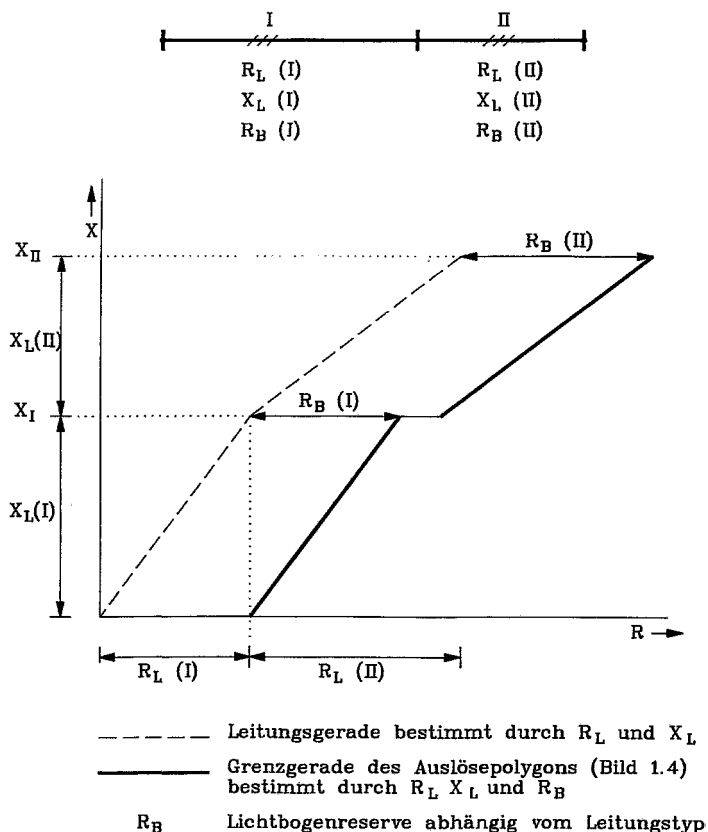


Bild 4.6 Verfahren zur Bestimmung der Grenzgeraden des Auslösepolygons des Impedanzschutzes

Die Notwendigkeit hierfür ergibt sich aus folgender Überlegung: In Kabeln ist die Lichtbogenbrennlänge wesentlich geringer als bei Freileitungen (Abstände Leiter-Leiter, Leiter-Erde). Sie ist näherungsweise proportional zum Lichtbogenwiderstand R_B /4.8/. Hiermit wird die erforderliche Resistanzreserve für die Auslösekennlinie für Kabelabschnitte deutlich geringer als für Freileitungsabschnitte.

Die Parametrierung des Auslösegebietes ermöglicht die Wahl von vier Staffelstufen in Leitungsrichtung und wahlweise einer oder zweier Stufen in Sammelschienenrichtung. Ein mögliches Auslösegebiet zeigt Bild 4.7. Die erkennbaren Resistanzsprünge in der Auslösekennlinie ergeben sich bei abschnittsweise spezifisch angepaßten Lichtbogenreserven.

Der Impedanzoperator $\underline{Z}_{\vec{U}} = R_{\vec{U}} + jX_{\vec{U}}$ kennzeichnet die Grenze der Übergreifstufe, innerhalb der eine KU eingeleitet wird.

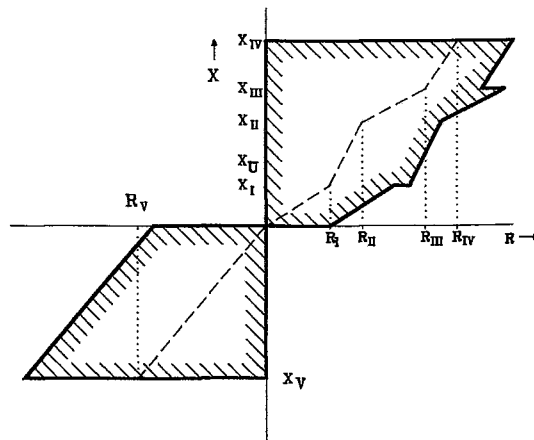


Bild 4.7 Auslösegebiete des MZR-Z, in Vorwärts- und Rückwärtsrichtung (Beispiel)

Die Grenze (Index G) jedes Auslösegebietes innerhalb eines Quadranten wird durch zwei Grenzgeraden beschrieben:

$$X_G = \text{const} \quad (4.18a)$$

$$R_G(X) = (\Delta R / \Delta X) \cdot X + R_B \quad (4.18b)$$

Im MZR wird zuerst die Bedingung nach Gl. (4.18a), danach die Bedingung nach Gl. (4.18b) überprüft. Bei der MZR-Parametrierung werden aus den Einstellwerten die zugehörigen Steigungen nach der Grenzgeraden des Auslösegebietes nach Tabelle 4.5 berechnet und im Parameterspeicher abgelegt.

Staffelzone	Bereich	Steigung
I _a	$0 \leq X \leq X_I$	$m_I = \frac{R_I}{X_I}$
I _b	$0 \leq X \leq X_u$	$m_I = \frac{R_I}{X_I}$
II	$X_I \leq X \leq X_{II}$	$m_{II} = \frac{R_{II} - R_I}{X_{II} - X_I}$
III	$X_{II} \leq X \leq X_{III}$	$m_{III} = \frac{R_{III} - R_{II}}{X_{III} - X_{II}}$
IV	$X_{III} \leq X \leq X_{IV}$	$m_{IV,I} = \frac{R_{IV} - R_{III}}{X_{IV} - X_{III}}$
IV _{rück}	$-X_{IV} \leq X \leq 0$	$m_{IV,II} = \frac{R_{IV}}{X_{IV}}$
V _{rück} IV	$-X_V \leq X \leq 0$	$m_{V,I} = \frac{R_V}{X_V}$
V IV	$X_{III} \leq X \leq X_V$	$m_{V,II} = \frac{R_V - R_{III}}{X_V - X_{III}}$
V _{rück} IV _{rück}	$-X_V \leq X \leq -X_{IV}$	$m_{V,III} = \frac{R_V - R_{IV}}{X_V - X_{IV}}$

Tabelle 4.5 Bestimmungsgleichungen für die Leitungsgeraden in den verschiedenen Staffelstufen des MZR-Z

Zur Laufzeit des Programms wird auf diese vorher berechneten Steigungswerte zurückgegriffen.

Die aus den Auslösegebieten resultierenden Zeitstaffelkennlinien sind in den Bildern 4.8 und 4.9 dargestellt. Die Kennzeichnung der Staffelzonen entspricht den Angaben in Bild 4.7.

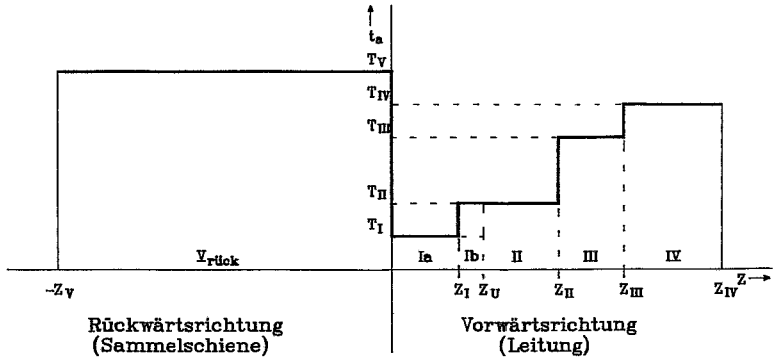


Bild 4.8 Zeitstaffelkennlinie des MZR-Z, Staffelstufe 4 in Vorwärtsrichtung, Staffelstufe 5 in Rückwärtsrichtung

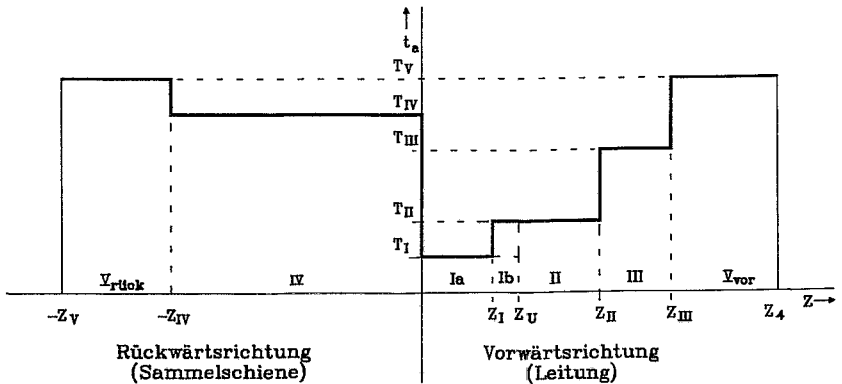


Bild 4.9 Zeitstaffelkennlinie des MZR-Z, Staffelstufe 4 in Rückwärtsrichtung, Staffelstufe 5 ungerichtet

Wie zuvor erläutert, werden ständig alle sechs Impedanzen entsprechend den Gl. (4.9) und (4.14) berechnet. Nach Berechnung der Reaktanz $X(n-1)$ wird die Mittellage eines Fensters $EF(n)$ nach Gl. (4.19) bestimmt, in dem das nachfolgende Ergebnis der Impedanzberechnung erwartet wird.

$$X(EFn) = \frac{X(n-3) + X(n-2) + 2 \cdot X(n-1)}{4} \quad (4.19)$$

Dies wird getrennt für alle sechs Impedanzen ausgeführt. Sobald eine in zwei aufeinanderfolgenden Berechnungen nicht im berechneten Impedanzfenster liegt, hält das MZR-Z diesen Zeitpunkt als Anregezeitpunkt fest.

Solange die gemessenen Impedanzwerte nicht wieder innerhalb eines Fensters um den gleitenden Mittelwert liegen, ist das Relais im "transienten Zustand". Die seit Verlassen des Mittelwertfensters vergangene Zeit wird bereits als "Fehlerzeit" gemessen, obwohl noch nicht feststeht, ob überhaupt ein Netzfehler vorliegt. Der Übergang in den "transienten Zustand" kann auch durch Schalthandlungen im Netz verursacht werden. Erst wenn alle sechs Reaktanzen wieder im zugehörigen Fenster um ihren gleitenden Mittelwert liegen und einer der gemessenen Leiterströme oberhalb des Schwellwertes von 30% des Nennstromes liegt, wird die Auswahl der fehlerortbestimmenden Impedanz freigegeben. Im Fall anhaltender Impedanzschwankungen löst das MZR-Z nach der ungerichteten Endzeit aus.

Wenn die ausgewählte Impedanz im parametrierten Auslösegebiet liegt, wird die zugehörige Staffelzeit mit der aktuellen Fehlerzeit verglichen. Bei Überschreitung der zulässigen Auslösezeit erfolgt die Abschaltung der zu überwachenden Leitung. Falls die Vergleichsimpedanz nicht im Auslösegebiet liegt, wird die "Fehlerzeit" auf Null zurückgesetzt.

4.2.5 Fehlernachortung

Die Fehlernachortung im MZR kann mit dem gleichen Impedanzbestimmungsverfahren unter Verwendung des realisierten digitalen Filters durchgeführt werden, das auch für Schutzfunktion eingesetzt wird. Hierbei sind der Genauigkeit bei der Nachortung symmetrischer und unsymmetrischer Fehler physikalische Grenzen gesetzt, die entscheidend von den Fehlern der Parametrierwerte des MZR abhängen (korrekte Einstellung der Summenstromfaktoren (s. Gl. 4.8)). Besonders bei gemischt ausgeführten Freileitungs- und Kabelabschnitten unterschiedlicher Bauart innerhalb einer Staffelstufe können Parametrierwerte, wie Induktivitätsbeläge und Nullimpedanzen nur als Mittelwerte angegeben werden. Temperaturabhängigkeiten können aufgrund fehlender Informationen über die momentanen Betriebsmitteltemperaturen nicht berücksichtigt werden.

Aufgrund der Abhängigkeit des Lichtbogenwiderstandes von seiner Brennlänge /4.8/ können die Resistanzanteile der gemessenen Fehlerimpedanzen nicht zur Fehlerlokalisierung verwendet werden.

4.3 Differentialschutz

Das Prinzip des Strom-Differentialschutzes basiert auf dem Vergleich der Ströme beiderseits des zu schützenden Betriebsmittels. Im Falle eines Transformators als Schützling werden die Ströme der Oberspannungs- mit denen der Unterspannungsseite verglichen, bei Kabeln die Ströme am Anfang und Ende des Kabels. Der Schutzbereich ist durch die Wandlereinbauorte begrenzt. Die in den einzelnen Leitern fließenden Ströme werden über Meßwandler auf geeignete Sekundärgrößen transformiert und dem Schutzrelais zugeführt. Dieses vergleicht die Ströme nach Betrag und Phase und trennt das Betriebsmittel bei Feststellung eines Fehlers durch Auslösung der zugehörigen Leistungsschalter vom speisenden Netz.

Aus verschiedenen Gründen treten im fehlerfreien Fall Differenzströme auf:

- bisher nicht berücksichtigbare Stellung des Transformator-Stufenstellers

- Betrags- und Winkelfehler der Wandler vor allem im Überstrombereich bei Fehlern /4.5/ außerhalb des Schutzbereiches
- Rushvorgänge

Aus diesen Gründen wird

- für den Betrag des Differenzstromes I_d ein Schwellenwert in Abhängigkeit vom Durchgangsstrom I_D festgelegt
- die Größe des auslösenden Differenzstromes mit der Amplitude von I_D variiert
- eine Rush-Erkennung vorgesehen, die bei Einschaltvorgängen eine Relaisauslösung verhindern soll.

Die Rush-Erkennung basiert auf der Analyse der Rush-typischen 2. Oberschwingung. Übliche Transformator-Differential-Schutzrelais verhindern die Auslösung, wenn der 2. Oberschwingungsstrom 30 bis 70 % der momentanen Grundschwingungsamplitude überschreitet /4.9/.

Zusätzlich zu den Eigenschaften konventioneller Schutzrelais erfüllt der MZR-Differentialschutz folgende Anforderungen:

- Fortfall bisher benötigter Zwischenwandler zur Betrags- und Phasenanpassung durch programmtechnische Betrags- und Phasenkorrektur
- Verkürzung der Kommandozeit bei Zuschaltung fehlerbehafteter Transformatoren
- Nachführung der Transformatorstufenstellung mit dem Ziel, die Auslöseempfindlichkeit des Relais erhöhen zu können
- Erkennung unsymmetrischer Zuschaltungen oder Belastungen
- eigenständiges Schutzmodul für das MZR-System mit ausschließlich digitaler Signalverarbeitung
- Nutzung der neuartigen Eigenschaften des MZR
 - Unterstützung der Störungsspeichereinheit mit der Möglichkeit nachfolgender graphischer Fehleranalyse
 - Ausgabe von Meß- und Betriebsdaten über die seriellen Schnittstellen des Systems

4.3.1 Grundlagen der Differenzermittlung

Jede mit der Periodendauer T periodische, stückweise stetige Funktion $x(t)$ kann mit komplexen Koeffizienten \underline{C}_k durch eine Fourier-Reihe der Form

$$x(t) = \sum_{k=-\infty}^{\infty} \underline{C}_k \cdot e^{j2\pi kt/T} \quad (4.20)$$

approximiert werden. Die Funktion $x(t)$ besteht somit nur aus Anteilen der Frequenzen $f_k = k/T$, die komplexen Fourier-Koeffizienten \underline{C}_k beinhalten dabei die Amplitude und die Phasenlage dieser Anteile.

Sie lassen sich aus der Vorschrift

$$\underline{C}_k = \frac{1}{T} \cdot \int_{t_1}^{t_1+T} x(t) \cdot e^{-j2\pi kt/T} dt \quad (4.21)$$

berechnen. t_1 ist dabei ein frei wählbarer Parameter. Gl. (4.21) kann dazu benutzt werden, eine gegebene Funktion $x(t)$ in ihre Anteile der Frequenzen $f_k = k/T$ zu zerlegen und wird Diskrete Fourier-Transformation oder Harmonische Analyse genannt.

Wie aus den Grenzen des Integrals in Gl. (4.21) ersichtlich, wird zur Berechnung der komplexen Fourier-Koeffizienten \underline{C}_k nur der Zeitverlauf der Ausgangsfunktion $x(t)$ innerhalb des Bereichs

$$t_1 \leq t \leq t_1+T.$$

verwendet.

Eine Variation des Parameters t_1 kommt daher der Verschiebung eines Zeitfensters der Breite T über der Funktion $x(t)$ gleich (siehe Bild 4.11).

Die komplexen Fourier-Koeffizienten \underline{C}_k können grundsätzlich in folgende Form gebracht werden:

$$\underline{C}_k = |\underline{C}_k| \cdot e^{j\varphi_k} \quad (4.22)$$

Die Phase φ_k bezieht sich dabei auf den zeitlichen Ursprung

$t = 0$. Durch Modifikation wird Gl. (4.21) in Gl. (4.23) überführt:

$$C_k = \frac{1}{T} \cdot \int_0^T x(t + t_1) \cdot e^{-j2\pi kt/T} dt \quad (4.23)$$

Hierdurch wird diese absolute Phase φ_k zu einer auf den linken Fensterrand bezogenen relativen. Gl. (4.23) hat damit die gleiche Aussagekraft wie Gl. (4.21), ist aber algorithmisch leichter umzusetzen, da die zur Berechnung des Integrals notwendigen Faktoren $e^{j\varphi}$ einfach bestimmt werden können.

φ_k ist nun der Winkel zwischen dem positiven Maximalwert des Schwingungsanteils mit der Frequenz $f_k = k/T$ und dem linken Fensterrand. Eine im Fenster liegende Cosinusfunktion hat daher immer einen Phasenwinkel $\varphi_k = 0$, entsprechend ist bei einer im Fenster liegenden Sinusfunktion $\varphi_k = \pi/2$.

4.3.2 Kriterium zur Unterscheidung zwischen Rush-Vorgängen und Lastsprüngen

Die Darstellung einer Funktion $x(t)$ durch ihre Fourier-Reihe nach Gl. (4.20) ist nur für solche Zeitfunktionen möglich, welche periodisch mit der Periodendauer T sind. Diese Periodizität wird nur im stationären Betrieb des Transformators angetroffen.

Jede Laständerung im Netz bewirkt nichtsinusförmige Änderungen in den Zeitverläufen der Ströme (s. Bild 4.11). Derartige Funktionsverläufe sind vom Eintritt des Ereignisses in das Analysefenster bis zum Austritt desselben im Sinne der DFT nichtperiodisch.

Da die DFT nach Gl. (4.21) auf periodische Funktionen beschränkt ist, führt ihre Anwendung auf nichtperiodische Zeitfunktionen zu speziellen Ergebnissen, die nachfolgend untersucht werden.

Die Aufgabe besteht darin, einen Faktor zu bestimmen, aus dem Aussagen über das Auftreten eines Schaltvorganges im Analysefenster abgeleitet werden können. Das ist insbesondere für das Erkennen von Rush-Vorgängen wichtig. Da der im Rahmen der vorliegenden Arbeit realisierte Differentialschutz die Verfahren **Discrete Fourier-Transformation** und **Symmetrische Komponenten** miteinander kombiniert, wird nachfolgend der Einfluß der symmetrischen Komponenten zusätzlich mit berücksichtigt.

Betrachtet man einen fiktiven, leerlaufenden Transformator, auf den zum Zeitpunkt t_s dreiphasig eine Last aufgeschaltet werde, kann ein Funktionsverlauf der Ströme nach Bild 4.11 angenommen werden.

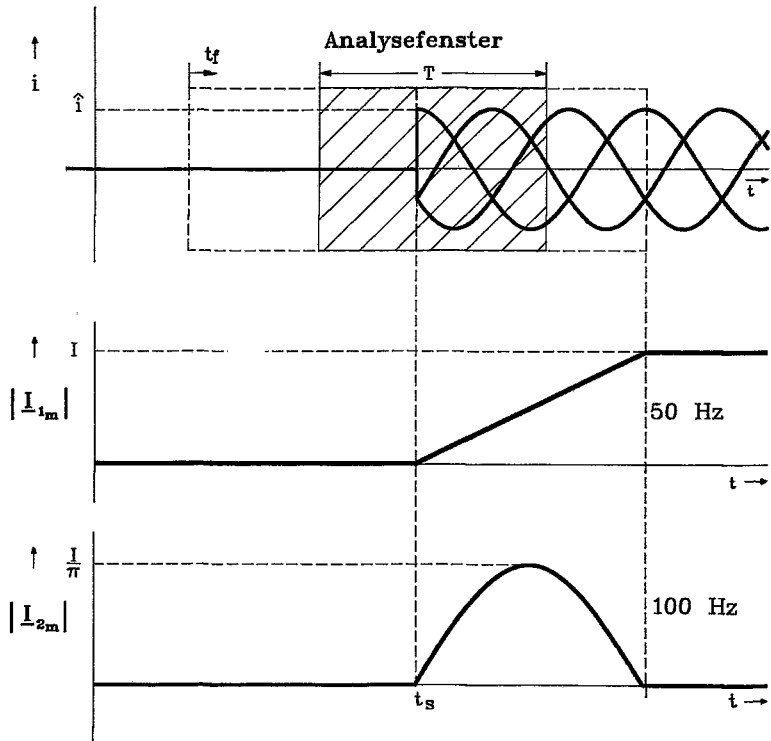


Bild 4.11 Idealisierte Stromverläufe eines Drehstromtransformators bei einem Lastsprung zur Zeit $t=t_s$ mit zugehörigen Mitsystemströmen für 50 Hz und 100 Hz

Für die Ströme gilt:

$$i_x(t) = \begin{cases} \hat{i} \cdot \cos(2\pi \cdot t/T + \varphi_x) & \text{für } t \geq t_s \\ 0 & \text{für } t < t_s \end{cases} \quad (4.24)$$

mit $x = R, S, T$

Ströme mit Grundschiwingung 50 Hz ($k=1$)

Unter Anwendung von Gl. (4.21) mit $k = 1$ läßt sich der komplexe Fourierkoeffizient nach

$$\underline{c}_1 = \frac{1}{T} \cdot \int_{t_f}^{t_f+T} i(t) \cdot e^{-j2\pi t/T} dt \quad (4.25)$$

bestimmen.

1. $t_f < t_s - T$:

Für die Zeit vor der Erfassung des Schaltvorgangs durch das Analysefenster gilt $i(t) = 0$, somit ist die Zeitfunktion "periodisch", die Anwendung von Gl. (4.25) ergibt $\underline{c}_1 = 0$. Somit muß auch ein aus den drei Leiterströmen \underline{I}_{1R} , \underline{I}_{1S} und \underline{I}_{1T} gebildeter Strom des Mitsystems \underline{I}_{1m} den Wert 0 haben.

2. $t_s - T \leq t_f \leq t_s$:

Der Schaltvorgang liegt im Analysefenster.

Gl. (4.25) liefert:

$$\underline{c}_1 = \frac{\hat{i}}{T} \cdot \int_{t_f}^{t_f+T} \cos(2\pi t/T + \varphi) \cdot e^{-j2\pi t/T} dt \quad (4.26)$$

$$= \frac{\hat{i}}{2 \cdot T} \left[(t_f+T-t_s) \cdot e^{j\varphi} - \frac{T}{4\pi j} e^{-j\varphi} \cdot (e^{-j[4\pi(t_f+T)/T]} - e^{-j4\pi \cdot t_s/T}) \right] \quad (4.27)$$

Unter der Voraussetzung, daß die Ströme nach dem Schalten ein reines Mitsystem bilden, liefert das Verfahren der symmetrischen Komponenten für das Mitsystem

$$\underline{c}_{1m} = \frac{\hat{i}}{2T} \left[(t_f + T - t_s) e^{j\psi} - \frac{T}{12\pi j} e^{-j\psi} \cdot [1 + \underline{a} + \underline{a}^2] \cdot \left[e^{-j4\pi(t_f+T)/T} - e^{-j4\pi t_s/T} \right] \right] \quad (4.28)$$

und mit $1 + \underline{a} + \underline{a}^2 = 0$: (4.29)

$$\underline{c}_{1m} = \frac{\hat{i}}{2T} (t_f + T - t_s) \cdot e^{j\psi} \quad (4.30)$$

Der Betrag des ermittelten Mitsystems steigt also mit wachsendem t_f linear von 0 ($t_f = t_s - T$) auf $I(t_f = t_s)$ an. Dieses Ergebnis gibt in diesem Fall zwar nicht mehr die exakte Amplitude des gewünschten Mitsystems an, trotzdem ist das erhaltene Ergebnis auch in diesem Falle brauchbar, da mit wachsendem t_f das berechnete Stromsystem zunehmend in das stationäre Mitsystem übergeht.

3. $t_f > t_s$:

Für die Zeit nach Durchlauf der Sprungstelle durch das Analysefenster gilt nun

$$i(t) = \hat{i} \cdot \cos(2\pi t/T + \psi). \quad (4.31)$$

Damit ist die Zeitfunktion ebenfalls periodisch mit der Periode T. Gl. (4.25) liefert zusammen mit

$$\cos \alpha = \frac{1}{2} \cdot (e^{j\alpha} + e^{-j\alpha}) \quad (4.32)$$

das Ergebnis

$$\underline{c}_1 = \frac{1}{2} \cdot \hat{i} e^{j\psi} \quad (4.33)$$

Die stationären Zeitverläufe der Ströme bilden nach der Zuschaltung ein Mitsystem. Somit gilt für die Phasenwinkel:

$$\psi_R = \psi, \quad \psi_S = \psi - 120^\circ, \quad \psi_T = \psi + 120^\circ$$

Mit den über Gl. (4.33) ermittelten Koeffizienten für die Grundschwingung liefert das Verfahren der symmetrischen Komponenten:

$$\underline{c}_{1m} = \frac{1}{2} \cdot \hat{i} \cdot e^{j\psi} \quad (4.34)$$

Nach der Zuschaltung ermittelt also Gl. (4.21) in Verbindung mit dem Verfahren der symmetrischen Komponenten ebenfalls die richtige Grundswingungsamplitude.

Ströme der zweiten Oberschwingung, 100 Hz (k=2)

$$1. \underline{t}_f < t_s - T:$$

Die Anwendung von Gl. (4.21) mit $k = 2$ auf Stromverläufe nach Gl. (4.24) führt auf:

$$\underline{c}_{2m} = 0$$

$$2. \underline{t}_s - T \leq t_f \leq t_s:$$

Der nun im Analysefenster liegende Schaltvorgang führt auf

$$\underline{c}_{2m} = \frac{\hat{i}}{2\pi} \sin \left[\frac{\pi}{T} (t_f + T - t_s) \right] \cdot e^{j(\psi - \pi(t_f + T - t_s)/T)} \quad (4.35)$$

Der Betrag von \underline{c}_{2m} ist anders als der ermittelte 50-Hz-Anteil \underline{c}_{1m} über eine Sinusfunktion von t_f abhängig.

$$3. \underline{t}_f > t_s:$$

Da die Zeitverläufe der Ströme per Definition in Gl. (4.24) nur einen 50-Hz-Anteil besitzen, wird in diesem Zeitintervall kein 100-Hz-Anteil ermittelt:

$$\underline{c}_{2m} = 0$$

In Bild 4.11 sind die Zeitverläufe der Sekundärströme zusammen mit den daraus ermittelten Analyseergebnissen dargestellt. Es ist zu erkennen, daß die Sprungstelle in den Zeitverläufen der Ströme für die kurzzeitige Ermittlung eines Oberschwingungsgehaltes m verantwortlich ist. Damit würde zur Zeit

$$t_f = t_s + T$$

das Ansprechen der Rush-Blockade eine eventuell notwendige Auslösung durch einen Fehler innerhalb des Transformators verhindern.

Eine während eines Schaltvorganges ermittelte Oberschwingungsbelastung muß von der während eines Einschalt-Rushs vorhandenen Oberschwingungsbelastung unterschieden werden. Dazu werden auf beiden Seiten des Transformators (Speiseseite und Lastseite) die Leiterströme betrachtet:

1. Bei einem Schaltvorgang werden die Leiterströme der Lastseite auf die speisende Seite transformiert. Durch einen Schaltvorgang hervorgerufene Unstetigkeitsstellen in den Zeitverläufen der Ströme auf der Lastseite des Transformators bedingen die Existenz ebensolcher Unstetigkeitsstellen in den Zeitverläufen der Ströme auf dessen Speiseseite. Somit wäre in einem solchen Fall der ermittelte Oberschwingungsgehalt in beiden Wicklungen gleich groß.

2. Während die durch einen Lastsprung hervorgerufene Oberschwingungsbelastung für die 2. Oberschwingung innerhalb einer Netzperiode auf- und abklingt (s. Bild 4.11), liegt erfahrungsgemäß die Rush-typische Abklingzeitkonstante für die 2. Oberschwingung im Sekundenbereich.

3. Bei einem Einschalt-Rush sind dagegen nur die Leiterströme auf der Speiseseite überschwingungsbelastet, auf der Lastseite treten dagegen keine Anteile der 2. Oberschwingung auf. Somit kann als erstes Kriterium für den Einschalt-Rush die Differenz der auf beiden Seiten des Transformators ermittelten Oberschwingungsbelastungen nach Gl. (4.36) benutzt werden.

$$\Delta m = \frac{|I_{2mOS}|}{|I_{nOS}|} - \frac{|I_{2mUS}|}{|I_{nUS}|} \quad (4.36)$$

Es gilt nun $\Delta m \neq 0$ während eines Einschalt-Rushs, bei einem Schaltvorgang ist dagegen wie auch im Normalbetrieb $\Delta m = 0$.

4.3.3 Realisierung und Kennlinien

Bild 4.12 zeigt den grundsätzlichen Ablauf der Berechnungen im MZR-D. Der gewählte Ansatz zur Lösung von Differentialschutz-Aufgaben kombiniert die Verfahren der Diskreten Fourier-Transformation und der symmetrischen Komponenten miteinander.

Als Eingangssignale dienen die digitalisierten Ströme auf beiden Seiten des zu schützenden Transformators. Mit dem Verfahren der Diskreten Fourier-Transformation (DFT) /4.3/ werden die Grundschwingung und zweite Oberschwingung der je drei ober- und unterspannungsseitigen Ströme bestimmt. Die DFT wurde für 16-Bit-breite Abtastwerte ausgelegt und arbeitet mit einer internen Zahlendarstellung von 32 Bit. Unter Berücksichtigung der Prozesseigenschaften werden bei dieser Zahlendarstellung die zwei benötigten Spektrallinien (Grundschwingung und 2. Oberschwingung) je Meßsignal schneller mit der realisierten DFT als mit einer Fast-Fourier-Transformation (FFT) bestimmt.

Die als Ergebnis der DFT vorliegenden Fourier-Koeffizienten sind komplexe Zeiger, auf die direkt das Verfahren der symmetrischen Komponenten angewendet wird. Aus den durch die DFT gewonnenen Zeigern der Ströme \underline{I}_R , \underline{I}_S und \underline{I}_T wird auf diese Weise das Mitsystem der Grundschwingung und der 2. Oberschwingung in beiden Wicklungen des Transformators bestimmt.

Die Anteile der Grundschwingung werden zur Bildung eines Mitsystem-Differenzvektors nach Gl. (4.37) und eines Gegensystem-Differenzvektors nach Gl. (4.38) verwendet.

$$\underline{\Delta I}_m = \underline{I}_{mUS} - \underline{I}_{mOS} \cdot \underline{\ddot{u}}^* \quad (4.37)$$

$$\underline{\Delta I}_i = \underline{I}_{iUS} - \underline{I}_{iOS} \cdot \underline{\ddot{u}} \quad (4.38)$$

Für die Stabilisierung des MZR wird der wirksame Durchgangsstrom nach Gl. (4.39) verwendet.

$$\min (|\underline{I}_{1mOS}| \cdot |\underline{\ddot{u}}| , |\underline{I}_{1mUS}|) \quad (4.39)$$

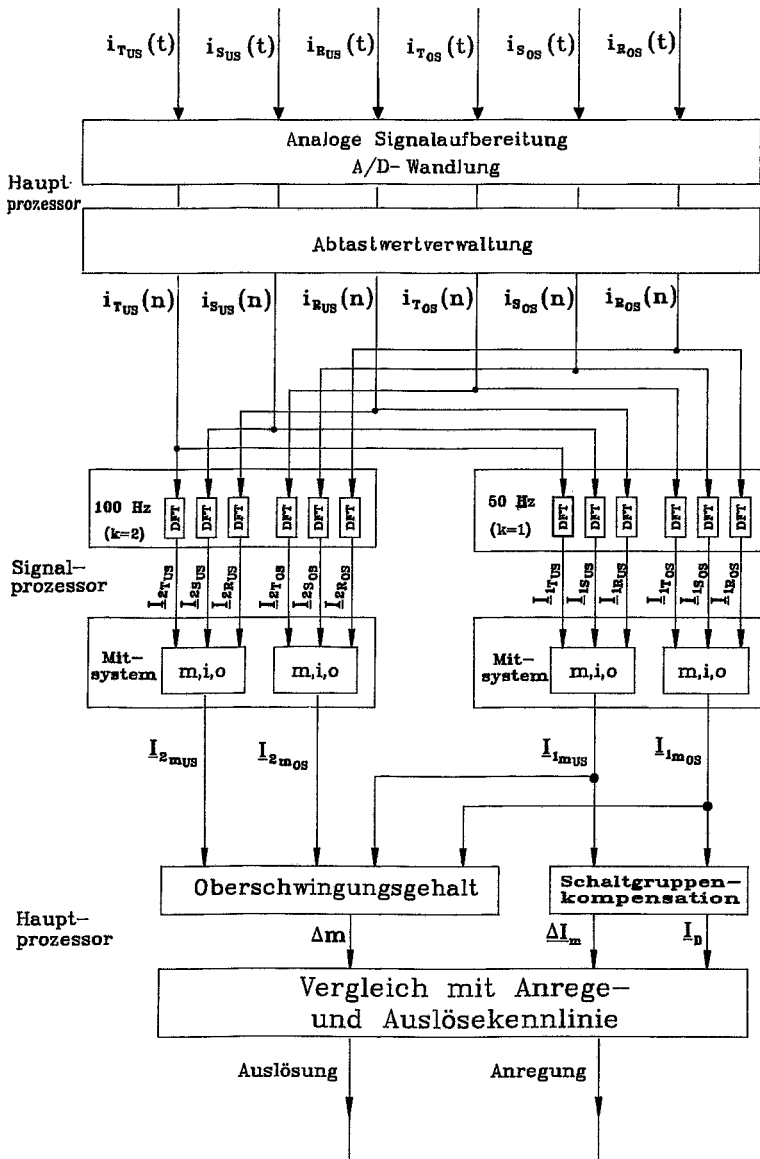


Bild 4.12 Meßwertverarbeitung im MZR-D (Differentialschutz)

Für Fehler außerhalb des Schutzbereiches erhält man hierdurch die gewünschte Stabilisierungswirkung. Im Falle innerer Fehler und bei Rush-Vorgängen wird die Auslöseempfindlichkeit des MZR-D gegenüber konventionellen Relais erhöht.

Nach Bestimmung der Differenz der Oberschwingungsbelastungen in beiden Wicklungen nach Gl. (4.39) wird anhand der Relaiskennlinien für Anregung und Auslösungen der Zustand des angeschlossenen Transformators ermittelt.

Nach durchgeführten Untersuchungen /4.11/ werden zur Zeit die Ergebnisse von Mitsystemanalysen verwendet. Das Verfahren ist auf die zusätzliche Analyse der Gegensysteme erweiterbar.

Kennlinien

Der in der vorliegenden Arbeit erstellte Differentialschutz ist im Kern eine funktionserweiterte, digitale Realisierung konventioneller Differentialschutzrelais. Bis auf den zusätzlichen Kennlinienparameter Δm werden die aus der konventionellen Differentialschutztechnik bekannten Kennwerte zur Kennlinienparametrierung verwendet. Für die Initialisierung der Störungsaufzeichnung wird eine Anregekennlinie nach Bild 4.13 verwendet.

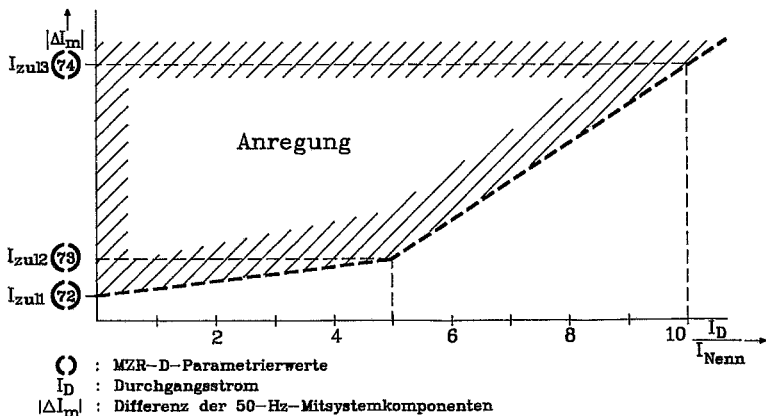


Bild 4.13 Anregekennlinie des MZR-D

Nach Simulationsrechnungen /4.11/ kann bei modernen Leistungs-
transformatoren eine hinreichende Unabhängigkeit des Zeitverlaufs
der Oberschwingungsbelastung Δm vom Einschaltzeitpunkt vorausge-
setzt werden. Der während eines Einschalt-Rushs ermittelte Zeit-
verlauf des berechneten Differenzvektors $\underline{\Delta I_m}$ ist ebenfalls unab-
hängig vom Einschaltzeitpunkt. Da nun der Betrag dieses Diffe-
renzvektors mit wachsendem Δm steigen muß, ist zu vermuten, daß
zwischen den Größen $\underline{\Delta I_m}$ und Δm eine feste, lediglich transforma-
torspezifische Abhängigkeit besteht. Versuchsweise wurde ein
linearer Zusammenhang der Form

$$|\underline{\Delta I_m}| = k_{\text{Trafo}} \cdot \Delta m \quad (4.40)$$

angenommen.

Die Relaiskennlinie nach Bild 4.13 wurde unter Einbeziehung von
Gl. (4.40) zu einer Auslöseebene nach Bild 4.14 erweitert.

Der zulässige Betrag des Differenzvektors ist von zwei voneinan-
der unabhängigen Größen abhängig und steigt mit wachsender Ober-
schwingungsbelastung linear an. Die Konstante k_{Trafo} muß so groß
gewählt werden, daß der zulässige Differenzvektor jederzeit
größer ist, als der beim Zuschalten eines fehlerfreien Transfor-
mators ermittelte Differenzvektor. Andererseits muß k_{Trafo} so
klein sein, daß bei Zuschaltung eines fehlerbehafteten Transfor-
mators der sich zu dem Differenzvektor des fehlerfreien Rush-
Stromes addierende Fehlerstrom zu einem Differenzvektor führt,
welcher oberhalb der Auslöseebene liegt und somit zur Auslösung
führt. In diesem Falle kann dann auch während eines Einschalt-
Rushs ein Fehler des Transformators sofort erkannt werden.

Versuche an Labortransformatoren bei Verwendung der Auslöseebene
nach Bild 4.14 führten zu einer deutlichen Verkürzung der Auslö-
sezeit bei Zuschaltung fehlerbehafteter Transformatoren gegenüber
konventionellen Differentialschutzrelais. Die Zeit bis zur Auslö-
sung ist von der Höhe des Fehlerstromes abhängig.

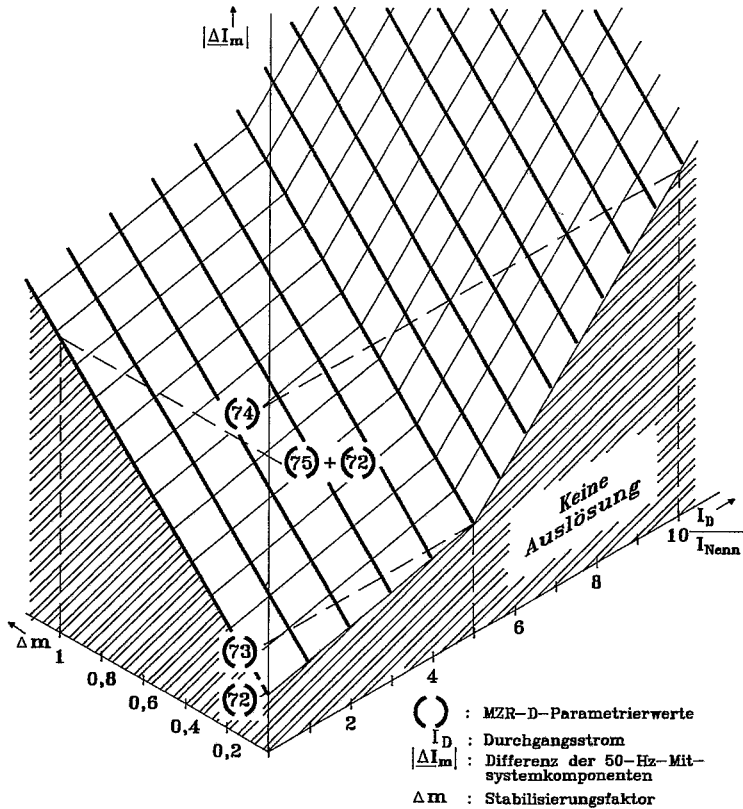


Bild 4.14 Auslöseebene des MZR-D

Der Schutzalgorithmus des MZR-Differentialschutzes unterscheidet die drei Zustände:

- Normalbetrieb
- Anregung
- Auslösung

Aus dem Normalbetrieb (fehlerfreier Betrieb des angeschlossenen Transformators) heraus führt die Feststellung eines oberhalb der Anregekennlinie nach Bild 4.13 liegenden Differenzvektors $\underline{\Delta I_m}$ zum Übergang in den Zustand Anregung. Hiermit wird eine Störungsaufzeichnung (s. Kapitel 5) eingeleitet.

Die Feststellung eines Differenzvektors ΔI_m oberhalb der Auslöseebene nach Bild 4.14 führt im Zustand Anregung zur Auslösung der zugeordneten Leistungsschalter. Eine nachfolgende Verlagerung des fortlaufend gemessenen Differenzvektors in den Bereich unterhalb der Anregekenlinie führt zur Rückkehr in den Normalbetrieb mit gleichzeitiger Beendigung der beim Übergang in den Anregezustand begonnenen Störungsaufzeichnung. Durch die Verwendung zweier unterschiedlicher Kennlinien wird erreicht, daß speziell der Einschalt-Rush zu einer sofortigen Anregung ohne nachfolgende Auslösung führt.

4.4 Erdschlußerkennung und wattmetrische Erdschlußrichtungsbestimmung

Aufgrund der MZR-einheitlichen Abtastfrequenz von 1600 Hz sind Erdschlußerkennungen und wattmetrische Erdschlußrichtungsbestimmung möglich. Die Realisierung des bewährten Erdschlußwischer-Meßprinzips würde eine höhere Abtastfrequenz voraussetzen /4.12/.

Zur Erdschlußerkennung wird die Nullspannung überwacht. Überschreitet die Nullspannung für mehr als eine Sekunde 32 % der maximal möglichen stationären Verlagerungsspannung, wird von einem anstehenden Erdschluß ausgegangen. Das weitere Vorgehen kann mit dem MZR auf drei verschiedene Arten erfolgen:

Im Stationsleitsystem

- I. der Stationsleitreechner initiiert die gegebenenfalls mögliche Wattreststromerhöhung und fordert danach die MZR zur Erdschlußrichtungsbestimmung auf.

Ohne Stationsleitsystem

- II. über einen Meldekontakt (Relais-Eingang) wird das MZR zur Erdschlußrichtungsbestimmung aufgefordert
- III. nach Erkennung eines Erdschlusses wird automatisch 10 Sekunden nach Erdschlußeintritt die Erdschlußrichtungsbestimmung durchgeführt

Die vom MZR ausgeführte wattmetrische Erdschlußrichtungsbestimmung basiert auf der Erkenntnis, daß die Wirkkomponente des Erd-

schlußstromes, der sog. "Wattreststrom", zur Lokalisierung verwendet werden kann /4.1/. Das realisierte Verfahren ist eine Umsetzung des bekannten Meßprinzips /4.1/ zur Richtungsbestimmung.

- a) Bestimmung der Nulldurchgänge von Nullspannung und Nullstrom in 10 aufeinanderfolgenden Netzperioden
- b) Ermittlung der Phasenlage zwischen Nullstrom und Nullspannung in 10 aufeinanderfolgenden Netzperioden
- c) gegebenenfalls Korrektur der Phasenlagenbestimmung mit Hilfe einer linearen Interpolation zwischen den Abtastwerten

4.5 Wärmeabbildfunktion

Wird die Erfassung des thermischen Verhaltens eines Schutzobjektes gefordert, kann hierzu ein "Wärmeabbildrelais" eingesetzt werden. Einsatzbereiche konventioneller Wärmeabbildrelais sind der Überlastschutz von Leitungen und Kabeln, Transformatoren und Generatoren sowie Hochspannungsmotoren.

Im Rahmen der Stationsleittechnik ist die Wärmeabbildfunktion des MZR nicht der Schutztechnik sondern der Betriebsmeßtechnik zugeordnet. Sie kann dazu beitragen, die thermischen Betriebsmittelbelastungen durch einen vorhersehbaren und begrenzten Überlastzustand zu beurteilen und in besonderen Situationen kurzfristig ohne Betriebsmittelgefährdung Ströme oberhalb des Nennstromes zuzulassen. Automatische Abschaltungen durch das implementierte Wärmeabbildrelais sind nicht vorgesehen. In verschiedenen Veröffentlichungen /4.13 - 4.15/ wird auf Übertemperatur, Lebensdauerverbrauch und Nachbildung des thermischen Betriebsmittelverhaltens eingegangen.

Da das MZR die Betriebsmitteltemperatur über den Belastungsstrom des Betriebsmittels erfassen soll und keine weiteren Meßhilfsgrößen verfügbar sind, bedingt die große Zahl nicht erfaßbarer Einflußgrößen, wie z.B. thermische Vorbelastung, Umgebungstemperatur, Windgeschwindigkeit, thermische Bodenleitfähigkeit und räumliche Ausdehnung, Fehler bei der durchgeführten Berechnung der Betriebsmitteltemperatur, die die Anwendung der Wärmeabbildfunktion des MZR eingrenzen.

Für das MZR-I wurde ein thermisches Einkörpermodell nachgebildet, das von folgenden Voraussetzungen ausgeht:

- die Wärmeverlustleistung ist
zeitlich konstant,
proportional zum Laststromquadrat,
unabhängig von der Temperatur
- das Prüfobjekt kann durch einen isotropen Körper
nachgebildet werden mit über dem Volumen gleichmäßig
verteilter Wärmekapazität und unendlich großer
Wärmeleitfähigkeit
- die abgeführte Wärmeleistung ist proportional zur
Temperaturdifferenz (s. Gl. (4.42))
- der Wärmeübergangskoeffizient ist temperaturunabhängig

Unter den genannten Voraussetzungen gilt mit dem Strangwiderstand R für die umgesetzte Wärmeverlustleistung P_V

$$P_V = I^2 \cdot R. \quad (4.41)$$

Mit dem Wärmeübergangskoeffizienten a und der Oberfläche A wird die abgeführte Wärmeleistung P_a bestimmt:

$$P_a = a \cdot A \cdot (T(t=x) - T_{\text{umg}}) \quad (4.42)$$

Die gespeicherte Verlustleistung P_i berechnet sich mit der spezifischen Wärmekapazität c und der Masse m :

$$P_i = m \cdot c \cdot dT(t)/dt \quad (4.43)$$

Aus der Leistungsbilanz

$$P_V = P_a + P_i \quad (4.44)$$

folgt die lineare Differentialgleichung 1. Ordnung mit konstanten Koeffizienten:

$$I^2 R = a \cdot A \cdot (T(t) - T_{\text{umg}}) + m \cdot c \cdot dT(t)/dt \quad (4.45)$$

Im stationären Betriebsfall gilt:

$$P_V = P_a \quad (4.46)$$

und damit

$$I^2_{R_W} = a \cdot A \cdot (T_{\text{end}} - T_{\text{umg}}) \quad (4.47)$$

$$\text{Mit der Zeitkonstante } \tau = \frac{m \cdot c}{a \cdot A} \quad (4.48)$$

erhält man nach Umformungen die Lösung der Differentialgleichung:

$$T(t) = T_{\text{end}} - (T_{\text{end}} - T_0) \cdot e^{-t/\tau} \quad (4.49)$$

Die Zeitspanne $t(T_{kr})$ von Beginn der Belastung bis zum Erreichen der zulässigen Maximaltemperatur (kritische Temperatur) T_{kr} läßt sich nach Gl. (4.53) bestimmen:

$$t(T_{kr}) = \tau \cdot \ln \frac{T_{\text{end}} - T_0}{T_{kr} - T_0} \quad (4.50)$$

Mit der Wärmeabbildfunktion des MZR-I wird die relative thermische Belastung normiert auf Nennstrom und zulässige Dauerbelastungstemperatur angegeben. Da Temperaturangaben vom Betriebspersonal nur schwer beurteilbar sind, wird zur Durchführung der Messung im Abstand von $\Delta t = 1$ Minute nach Gl. (4.51) ein sogenannter "thermischer Strom" I_{th} bestimmt, der als einfach beurteilbares Maß für die Betriebsmittelbelastung verwendet werden kann. Hierzu werden die thermische Vorbelastung $I_{th}(t-\Delta t)$ und der Mittelwert des Stromes I_M in dem vorherigen Minutenintervall verwendet.

Es folgt aus Gl. (4.49):

$$I_{th} = I_M - (I_M - I_{th}(t-\Delta t)) \cdot e^{(-\Delta t/\tau)} \quad (4.51)$$

Die e-Funktionswerte in Gl. (4.51) werden im MZR tabellarisch abgelegt. Es meldet automatisch das Erreichen des Meldegrenzwertes $I_{th\text{meld}}$ und auf Anforderung die momentane thermische Belastung in Form eines "thermische wirksamen" Stromes I_{th} . Die Angabe der Meldegröße erfolgt in Prozent normiert auf den Betriebsmittel-Nennstrom.

5 Speicherung und Auswertung von Störungsereignissen

5.1 Konventionelle Störgrößenaufzeichnung

Die Erfassung von Störungsereignissen erfolgt bisher überwiegend mit elektromechanischen Störungsschreibern, die durch folgende Nachteile gekennzeichnet sind:

- elektromechanische Schreiberkonstruktionen sind aufwendig, wartungsbedürftig und relativ teuer
- das Archivierungsmedium ist Papier auf Rollen, damit müssen nachfolgende Verarbeitungen ausschließlich manuell erfolgen (z.B. die Bestimmung von Amplituden)
- die Grenzfrequenz der Störungsschreiber-Meßsysteme und der verwendete Papiervorschub erlauben keine Darstellung von Momentanwerten, sondern sind auf die Darstellung von Mittelwerten ausgelegt
- Ereignisse, die vor und mit Eintritt der Störungsanregung aufgetreten waren, können nicht mit ausreichender zeitlicher Auflösung erfaßt werden, da durch die Anregung der Papiervorschub von 20 mm/h innerhalb 30 ms auf 20 mm/s umgeschaltet wird
- die Einstellzeit der Meßwerke beträgt etwa 50 ms

5.2 Störgrößenaufzeichnung mit dem MZR

5.2.1 Allgemeine Randbedingungen

Die Digitalisierung der Meßsignalverläufe im Mehrzweckschutzrelais (MZR) vor der Bearbeitung durch den Schutzalgorithmus bietet die Möglichkeit, störungsbeschreibende digitalisierte Abtastwertfolgen bei Bedarf einfach und kostengünstig speichern zu können. Hierfür stehen die Speichermedien nach Tabelle 5.1 zur permanenten Datenspeicherung ohne Hilfsenergie zur Verfügung.

Wegen ihrer Einfachheit, Robustheit und ihres großen Verbreitungsgrades werden für die Störungsaufzeichnung im MZR 3½"-Diskettenlaufwerke eingesetzt.

	Speicherkapazität in Megabyte
Halbleiterspeicher, z.B. EEPROM	0,01 - 0,1
Floppy-Disk	0,1 - 1,44
Hard-Disk	10 - 100
CD-Laufwerke	100 - 10000

Tabelle 5.1: Speicherkapazitäten verschiedener Permanentspeicher

Im Datenspeicher des MZR wird zur Durchführung der Störungsaufzeichnung ein Ringspeicher angelegt (s. Bild 5.1) und mit den einlaufenden Abtastwerten beschrieben. Die jeweils ältesten Abtastwerte werden kontinuierlich durch neu einlaufende Abtastwerte überschrieben. Bei Eintritt einer Anregung zur Initialisierung der Störungsaufzeichnung wird das Überschreiben der alten Abtastwerte unterbunden.

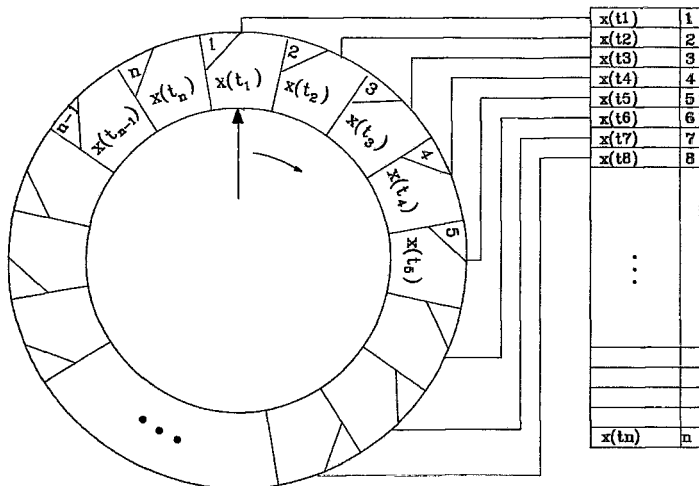


Bild 5.1 Ringspeicherstruktur

Nach Abschluß der Störungsbearbeitung durch das MZR können die störungsbeschreibenden Abtastwerte archiviert werden. Hierzu wurden zwei Verfahren realisiert:

- a) Die störungsbeschreibenden Daten werden auf Disketten gespeichert. Hierzu wird dem MZR eine Baugruppe zugeordnet, die ein Diskettenlaufwerk und die erforderliche Steuerelektronik beinhaltet
- b) Die störungsbeschreibenden Daten werden über den seriellen Datenkanal des MZR zum Stationsrechner übertragen und dort z.B. auf vorhandenen Festplatten gespeichert.

Im Falle a) werden die auswechselbaren Datenträger der Störungsspeichereinheit des MZR bei Bedarf entnommen und archiviert. Verbleiben die Datenträger in der Störungsspeichereinheit, kann zwischen dem Überschreiben der jeweils ältesten Störungsaufzeichnung oder dem Einstellen weiterer Störungsaufzeichnungen gewählt werden.

Im Falle von b) kann der Stationsrechner zu gewünschten Zeiten die Störungsdatei der zentralen Störungsauswertung zuführen. Der zweite Lösungsweg bietet zwar Kostenvorteile gegenüber dem ersten Lösungsweg, es lassen sich jedoch folgende Nachteile aufzählen:

- für die stufenweise Einführung der Stationsleittechnik steht in der Anfangsphase (nur MZR) kein Stationsrechner zur Verfügung
- im Falle dicht aufeinanderfolgender Netzstörungen können nicht alle Störungsverläufe aufgezeichnet werden, da für die Datenübertragung der Störungsabtastwerte geraume Zeit benötigt wird und im MZR nur ein einziger Ringspeicher für Störungsabtastwerte angelegt werden kann
- zur Auswertung der Störungen - diese erfolgt wohl nicht im Stationsbereich - müssen die störungsbeschreibenden Daten zur Netzleitebene oder auf Disketten übertragen werden
- das in diesem Forschungsprojekt untersuchte leittechnische System kann ohne Festplattenlaufwerk arbeiten /2.4/; es muß nur für die Störungsspeicherung um ein Festplattenlaufwerk erweitert werden

Eine Störungsspeicherbaugruppe wird als Modul direkt dem MZR zugeordnet. Die Integration der Funktion des Störungsschnellschreibers in das MZR in der nachfolgend dargestellten Art bietet neben deutlichen Kostenvorteilen gegenüber bisherigen Lösungsweisen auch wesentliche Neuerungen:

- Aufzeichnung von Verläufen der Zeitfunktionen mit einer Grenzfrequenz von 750 Hz anstelle der bisherigen Aufzeichnung von Mittelwerten
- Speicherung störungsbeschreibender Abtastwertesätze, wie sie auch vom MZR bearbeitet wurden
- Absolutzeitmarkierungen der Abtastwertesätze mit einem maximalen Fehler von $\leq \pm 10$ ms

Die Leistungsfähigkeit der MZR-Störgrößenaufzeichnung wird durch Absolutzeitmarkierungen der Störungsereignisse gegenüber konventionellen Lösungsansätzen wesentlich erweitert und erlaubt die Synchronisation von unterschiedlichen Störungsaufzeichnungen, die innerhalb einer Station und in anderen Stationen gewonnen wurden. Hiermit ist eine genauere, feld- und stationsübergreifende Störungsauswertung möglich.

Weitere Möglichkeiten der Nutzung von Störungsdateien der MZR sind nachfolgend summarisch aufgeführt:

- Fehlerart- und Fehlerortermittlung mittels spezieller Bestimmungsverfahren (andere als im MZR implementiert)
- Erfassung realer Kurzschlußkenngrößen, wie z.B. Anfangskurzschlußwechselstrom, Ausschaltstrom und Fehlerdauer
- Erfassung der Leistungsschalterbelastungen

5.2.2 Abtastfrequenz

Da die Störungsaufzeichnungseinheit ein kostengünstiges Zusatzmodul für das MZR darstellen soll, führt sie keine eigenständige Abtastung und Digitalisierung von Meßwerten durch, sondern verwendet direkt Abtastwerte des MZR. Hiermit werden wesentliche Randbedingungen der Massenspeichereinheit, wie Abtastrate und Aufzeichnungsdauer durch den realisierten MZR-Entwurf vorgegeben. Die maximale Abtastrate des MZR ist durch die verfügbare Rechen-

leistung des Hauptprozessorsystems und des Signalprozessorsystems vorgegeben. Sie beträgt MZR-einheitlich 32 Abtastungen je Netzperiode und Meßkanal (s. Kapitel 3.10). Hieraus ergibt sich die obere Grenzfrequenz f_g der Störungsaufzeichnung:

$$f_g = 750 \text{ Hz}$$

Dieser Wert liegt um mehr als eine Größenordnung über dem Grenzwert heute gebräuchlicher analoger Störungsschnellschreiber /5.1/.

5.2.3 Anregung

In geeigneter Weise muß eine Initialisierung der Störungsaufzeichnung vorgenommen werden. Hierzu können verwendet werden:

- Anregekriterium der Schutzfunktion des MZR
- spezielles, von der Schutzfunktion getrenntes Anregekriterium für die Störungsaufzeichnung
- Hardwarelösungen

Im Falle des Überstromschutzes oder des Impedanzschutzes stellt die Schutzfunktion ein geeignetes Anregesignal zur Verfügung (s. Kapitel 4.1 - 4.3), das für die Störungsaufzeichnung mitverwendet werden kann.

Da für den Differentialschutz kein Anregesignal benötigt wird, wird die Schutzfunktion zur Unterstützung der Störungsaufzeichnung wie folgt erweitert: Bei Erkennen einer Störung (s. Kapitel 4.3) wird ein Anregesignal generiert, das nur für die Initiierung der Störungsaufzeichnung verwendet wird. Dieses Signal wird über den Prozeßkoppler auch nach außen geführt. Mit dem Übergang in den ungestörten Betrieb wird das Anregesignal zurückgenommen.

Zur Beurteilung der Störungsentstehung ist es erforderlich, auch die Signalverläufe vor Eintritt der Störung zur Verfügung zu haben. Die Datenaufzeichnung muß somit nicht erst zum Zeitpunkt der Anregung initiiert werden, sondern bereits früher. Für die Störgrößen-Aufzeichnung wird ein Vorlauf von 40 ms vor Auftreten des Anregesignals verwendet. Dieser 40-ms-Aufzeichnungsvorlauf

wird über die Ringspeicherverwaltung realisiert. Nach Rücknahme der Anregung wird die Aufzeichnung nicht sofort beendet. Falls die maximal zulässige Störungsdateilänge noch nicht erreicht ist, wird bis zum Erreichen der maximalen Störungsdateilänge ein Aufzeichnungs-Nachlauf angefügt, der auf eine Maximallänge von 100 ms begrenzt ist.

Aus Gründen der MZR-Flexibilität wird keine spezielle Hardwarelösung zur Generierung eines Anregesignals für die Störungsaufzeichnung verwendet.

5.2.4 Aufzeichnungsdauer

Unter der Annahme, daß während MZR-Aktionen nach Schutzanregung keine CPU-Zeit zur Auslagerung störungsbeschreibender Abtastwerte aus dem Datenspeicher des MZR in den Massenspeicherzusatz zur Verfügung steht, ist die **realisierbare Aufzeichnungsdauer** eine Funktion folgender MZR-Kenngrößen:

1. Abtastrate
2. Meßwertbreite (Bit je Abtastwert)
3. Meßkanalanzahl
4. verfügbare Speichertiefe

Die **erforderliche Aufzeichnungsdauer** wird von Netzeigenschaften und den Fehlerklärungszeiten bestimmt, die wiederum von Schutzrelaisfunktionen und Staffelzeiten abhängen. Obwohl bei Folgefehlern durchaus Fehlerzeiten bis in den Minutenbereich bekannt sind, ist die Wahrscheinlichkeit derartig langer Fehlerzeiträume gering. Unter wirtschaftlichen Aspekten sind die Kosten für eine Massenspeichereinheit, die derartig langdauernde Aufzeichnungszeiten ermöglichen würde, nicht zu rechtfertigen. Dies gilt im besonderem Maß für den Einsatz in Mittelspannungsanlagen, in denen Störungsschreiber zur Zeit sehr selten eingesetzt werden.

Für die Festlegung erforderlicher Aufzeichnungszeiten wurde eine Abschätzung charakteristischer Störungszeiten in Mittelspannungsnetzen wie folgt durchgeführt: Die längsten Staffelzeiten sind beim Überstromschutz anzutreffen (zunehmende Staffelzeiten in Richtung Fehlerspeisung) und können hier bis zu einigen Sekunden

betragen. Da der Überstromschutz auch als Reserveschutz für Differential- und Distanzschutzsysteme eingesetzt wird, werden die spezifischen Fehlerklärungszeiten des Überstromschutzes zur Grundlage der erforderlichen Aufzeichnungszeiten gemacht.

Unabhängig von der MZR-Ausführung hat die Störgrößenaufzeichnung folgende Eigenschaften:

- konstante Abtastrate während des Störungszeitraumes
- Verschlüsselungsbreite der Meßwerte von 16 Bit
- 8 Meßkreise

Die Größe des Halbleiterspeichers im MZR wurde in zwei MZR-Versionen realisiert:

- a) 96 kByte statischer Halbleiterspeicher
- b) 256 kByte dynamischer Halbleiterspeicher

Beide Versionen sind durch unterschiedliche Eigenschaften gekennzeichnet (Kapitel 6.2.2). Die maximale Speicherzeit t_S kann in Abhängigkeit von der nutzbaren Speichergröße M in Byte, der Anzahl der Meßkanäle N und der Abtastfrequenz f_A je Meßkanal wie folgt bestimmt werden:

$$t_S = \frac{M}{N \cdot 2 \cdot f_A}$$

Für MZR-Anwendungen wird der o.g. Speicher für die Störungsaufzeichnung und als allgemeiner Speicher für alle MZR-Programme genutzt. Diese haben einen Speicherplatzbedarf von zur Zeit maximal 16 kByte.

Folgende Aufzeichnungsdauer kann mit dem MZR realisiert werden:

- a) MZR mit **96 kByte Arbeitsspeicher:** 3,125 Sekunden
 -> maximale Störungsdateilänge: 80 kByte
- b) MZR mit **256 kByte Arbeitsspeicher:** 9,375 Sekunden
 -> maximale Störungsdateilänge: 240 kByte

Für die MZR-Version mit dem 256 kByte großen Arbeitsspeicher kann die Speicherzeit auf etwa 25 Sekunden erweitert werden, wenn

40 ms nach Eintritt der Anregung von jeweils drei aufeinanderfolgenden Abtastwerten nur einer aufgezeichnet wird. Um nicht das Abtasttheorem zu verletzen, werden die Funktionsverläufe zur Störungsaufzeichnung vor der Reduktion der Anzahl der Abtastwerte mit einem digitalen Tiefpaßfilter bandbegrenzt. Seine Grenzfrequenz beträgt 200 Hz.

Das Speichervolumen der Disketten der Störungsspeicher-Einheit des MZR beträgt 720 kByte. Es können je nach MZR-Version bei **maximaler Störungslänge** drei bis neun Störungen gespeichert werden. Da nach den Störungsereignissen nicht immer der gesamte Ringspeicherinhalt gespeichert wird, sondern nur die Daten zwischen Auftreten und Fortfall der Anregung, ist die Länge der Störungsdatei direkt proportional zur Störungszeit. Reale Störungsdateien sind in der Regel kürzer als die o.g. Grenzwerte. Hiermit erhöht sich die Anzahl der speicherbaren Störungsereignisse. Diese wird durch die Kapazität des Inhaltsverzeichnisses der Diskette begrenzt, das maximal 110 Störungsdatei-Einträge aufnehmen kann.

5.3 Verfahren der Störgrößenaufzeichnung

Die Abtastwerte der Spannungen und Ströme werden immer in einem speziellen RAM-Speicherbereich zwischengespeichert, der als Ringspeicher nach Bild 5.1 organisiert ist. Organisation und Verwaltung des Ringspeichers werden vom Betriebssystem übernommen (siehe Kapitel 7.2). Die Ablage und der Zugriff auf Abtastwerte erfolgt über "Zeiger", Inhalte spezieller Speicherzellen, die auf die Speicherzellen der Abtastwerte verweisen. Die Zeiger werden über modulo-n-Zähler gebildet, verweisen somit jeweils nach n Speichervorgängen zyklisch auf alte Werte, die dann überschrieben werden.

Die Ablagestruktur der Abtastwerte im Ringspeicher des MZR ist abhängig vom MZR-Typ. Sie ist in Tabelle 5.2 dargestellt.

Die gewünschte Störungsspeicherung wird durchgeführt, indem die digitalisierten Abtastwerte aus dem Störungsringsspeicher des MZR nach dem Ende eines Störungsereignisses auf die Diskette des MZR-Störungsspeicher-Moduls kopiert werden.

Hierzu sind folgende Aktionen erforderlich:

1. Erkennen eines Kriteriums, dessen Vorlage das Überschreiben vorhandener Abtastwerte unterbindet
2. Anbringen der Zeitmarken
3. Umschaltung auf Neben-Ringspeicher bei maximalem Füllgrad des Störungsringsspeichers
4. Schutzfunktion über Nebenringsspeicher, Einfrieren des Störungsringsspeichers
5. Kopieren des Störungsringsspeicherinhaltes auf das Archivierungsmedium (3½"-Diskette) nach Abschluß der Störungsbearbeitung
6. Freigabe des Störungsringsspeichers, Umschaltung vom Neben- auf Störungsringsspeicher

Überstromschutz (MZR-I)												
Position:	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	...
Meßkreis:	I_0	U_0	I_R	I_S	I_T	U_R	U_S	U_T	I_0	U_0	I_R	...
Impedanzschutz (MZR-Z)												
Position:	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	...
Meßkreis:	I_0	U_0	I_R	I_S	I_T	U_R	U_S	U_T	I_0	U_0	I_R	...
Differentialschutz (MZR-D)												
Position:	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	...
Meßkreis:	XX	XX	I_{ROS}	I_{SOS}	I_{TOS}	I_{RUS}	I_{SUS}	I_{TUS}	XX	XX	I_{ROS}	...
	XX: nicht belegt											

Tabelle 5.2 Ablageschema der digitalisierten Abtastwerte in Abhängigkeit vom MZR-Typ

Die erforderlichen Echtzeit-Markierungen (s. Kapitel 3.2 und 5.1) bestimmter Zeitpunkte, wie Anrege- und Auslösezeit, werden zusammengefaßt und in Informationsköpfen (s. Kapitel 5.5) vermerkt. Die störungsbeschreibenden Abtastwerte werden mit den zugehörigen Informationsköpfen je Störung zu einer Störungsdatei zusammengefaßt.

Für die Steuerung der Störungsspeichereinheit wurde ein separates 8-bit-Mikrocomputersystem entwickelt /5.2/, dessen Ausführung in Kapitel 5.4 beschrieben wird. Die Software des Floppy-Disk-Subsystem ermöglicht eine vom MZR entkoppelte Dateiverwaltung, die kompatibel zu der des Betriebssystems MS-DOS ist. Sie wurde gewählt, da MS-DOS weit verbreitet ist und die Disketten mit den Störungsdateien direkt mit allen IBM-kompatiblen Rechnern weiterverarbeitet werden können.

Da z.B. bei Kopiervorgängen Störungsdateien von korrekt gekennzeichneten Datenträgern auf fehlerhaft gekennzeichnete übertragen werden könnten, ist es im Sinne einer zuverlässigen Handhabbarkeit der Störungsdateien weder ausreichend, den Datenträger (Diskette), noch ausschließliche den Dateinamen zu kennzeichnen: Bei Kopiervorgängen oder durch Umbenennungen können diese Informationen leicht geändert werden. Daher wird die parallele Kennzeichnung über den Dateinamen und einen korrespondierenden Eintrag in der Datei selbst durchgeführt.

Die dateiinterne Kennzeichnung des aufgezeichneten Störungsvorganges schließt eine Verwechslung mit anderen Störungsdateien aus. Durch die gewählte Generierung des Dateinamens wird sichergestellt, daß eine chronologische Einordnung der Störungsdateien möglich bleibt, unabhängig von der MS-DOS-kompatiblen Datums- und Uhrzeitverwaltung der Störungsdatei. Die Generierung des Dateinamens wird automatisch ohne manuelle Zwischenschritte vom MZR-Betriebssystem durchgeführt. Sie greift für die Kodierung von Stations-, Feld- und MZR-Typenkennung auf die Parametrierdaten (s. Anhang C) des MZR zurück.

5.4 Technische Ausführung

Das Blockschaltbild des Moduls zur Störungsaufzeichnung ist in Bild 5.2 dargestellt. Das Modul besteht aus dem Steuerrechner, einem Programmspeicher und Datenspeicher von je 8 kByte, einem Schnittstellenbaustein, mit dem die Schnittstelle zum MZR realisiert wurde und einem Floppy-Disk-Controller.

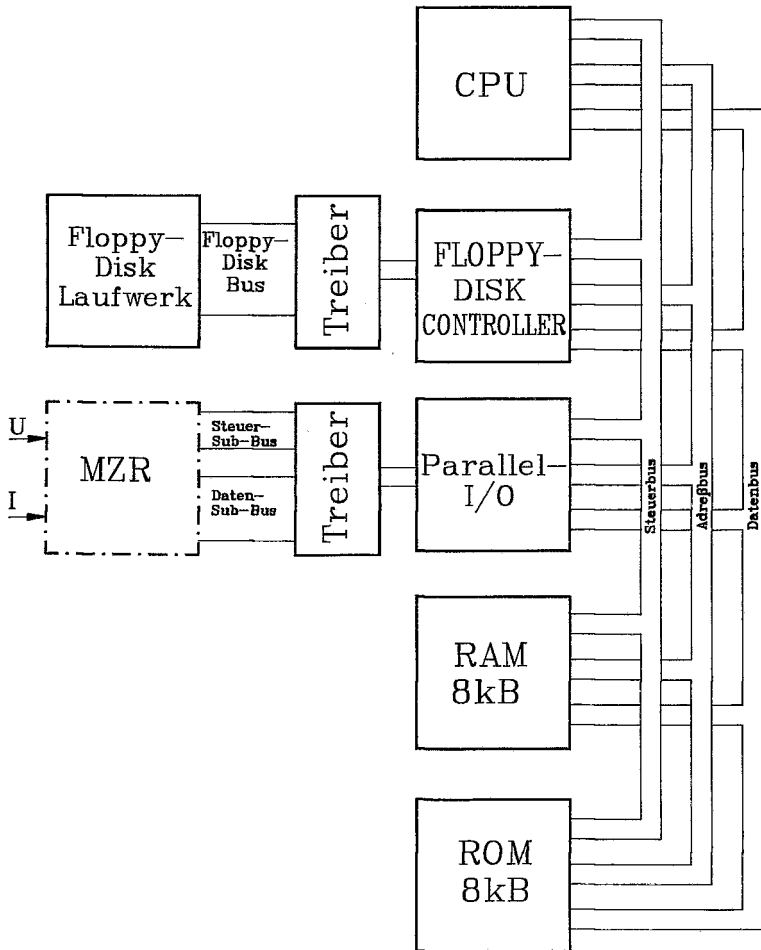


Bild 5.2 Blockschaltbild des MZR-Moduls zur Störgrößenaufzeichnung

Das Modul bildet ein eigenständiges Subsystem zur Datenaufzeichnung. Es hat die Aufgabe, über eine 8-bit-breite parallele Schnittstelle Abtastwerte aus dem MZR zu übernehmen und in einen Zwischenspeicher einzulesen. Diese Abtastwerte werden anschließend über den Floppy-Disk-Controller auf Diskette gespeichert. Um das Modul in das Echtzeitprogrammsystem des MZR einbinden zu können, wird die parallele Schnittstelle zwischen MZR und Störungsspeicher-Modul mit Hardware-Handshake bedient. Bei Bedarf kann so die Datenübertragung jederzeit unterbrochen und wieder aufgenommen werden. Die zu speichernde Störungsdatei wird blockweise vom Hauptprozessor des MZR an die Massenspeichereinheit übergeben. Die Steuerung des Diskettenlaufwerks wird asynchron zum MZR vom Mikroprozessor der Massenspeichereinheit durchgeführt.

Um die Daten nach den Konventionen des Betriebssystems MS-DOS auf Diskette speichern zu können, werden Aufzeichnungsparameter wie Spur, Seite und Sektor vom Subsystem automatisch berechnet.

Das MZR-Modul zur Störungsaufzeichnung wird über die vier Befehle nach Tabelle 5.3 gesteuert. Nachdem der Universalprozessor den Befehl "Störungsdatei auf Diskette speichern" an das Subsystem übermittelt hat, werden der Name der Störungsdatei (immer 11 Bytes lang) und die Dateilänge (3 Bytes) an das Subsystem übertragen, anschließend die Daten. Falls unmittelbar vorher mit dem 3. Befehl die Uhrzeit übertragen wird, wird sie in das Inhaltsverzeichnis der Diskette eingetragen.

1. Statusregister des Controllers lesen Code: 01 (keine Parameter)
2. File auf Diskette schreiben Code: 02 (Byte 1-8: Dateiname, Byte 9-11: Extension Byte 12-14: Dateilänge binär in kByte)
3. Uhrzeit in Diskettendirectory eintragen Code: 03 (Byte 1-4: Datum, Uhrzeit im MS-DOS-Format)
4. Diskettenfüllgrad ermitteln Code: 04 (keine Parameter)

Tabelle 5.3 Codierung der Befehle zur Steuerung der Störungsaufzeichnungseinheit

Der Füllgrad der Disketten wird vom MZR auf Anforderung des Stationsrechners zu diesem übertragen. Kann die Diskette nicht gewechselt werden, so wird wahlweise je nach Parametrierung des MZR keine weitere Störung aufgezeichnet oder die jeweils älteste Aufzeichnung überschrieben.

5.5 Programmsystem zur Auswertung von Störgrößenaufzeichnungen

Das Programmsystem zur Archivierung und Auswertung von Störgrößenaufzeichnungen ist in Bild 5.3 dargestellt. Es wurde entwickelt, um die anfallenden großen Datenvolumina bis zu 250 kByte je Störung anwendungsfreundlich handhaben zu können, und stellt folgende Funktionen zur Verfügung:

- Darstellung der MZR-Parametrierwerte
- Kennzeichnung spezieller Zeitpunkte, wie z.B. "Beginn der Aufzeichnung", "Anregung" und "Auslösung"
- Auswahl bestimmter Meßsignale aus den acht aufgezeichneten Meßsignalen
- Darstellung von Signalverläufen mit farblicher Markierung der verschiedenen Meßkreise
 - als Zeitfunktion
 - als tabellarisch geordnete Abtastwerte
- graphische Ergebnisausgabe auf Matrixdrucker
- Ermittlung von Momentanwerten und Phasenwinkel
- Darstellung der Meßwerte in Primärgrößen
- graphische Darstellung der eingestellten MZR-Auslösekennlinie
- Klartextbezeichnung des MZR-Einbauortes durch "Stationsname", "Feldname" und "Relaisbezeichnung"

Der Programmentwicklung lagen folgende Randbedingungen zugrunde:

- | | |
|-----------------------|--|
| - Rechner: | IBM-AT oder kompatibel |
| - Programmiersprache: | ausschließlich Hochsprache |
| - Benutzerführung: | Dialog mit aufgabenspezifisch strukturierten Hilfestellungen |
| - Graphik: | hochauflösend, Farbe |

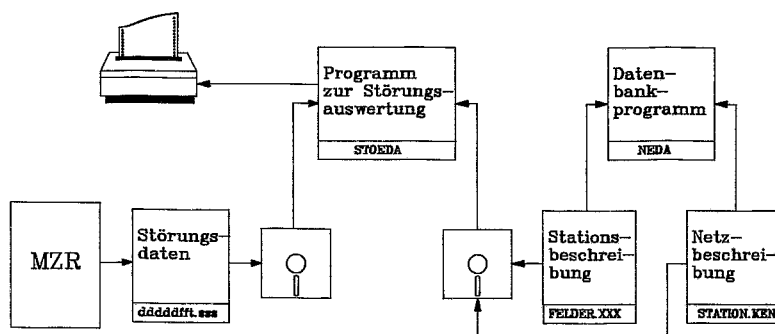


Bild 5.3 Programmsystem zur Störgrößenaufzeichnung und -auswertung

Die Dateinamen-Konvention des verwendeten Betriebssystems MS-DOS erlaubt für Dateinamen Maximallängen von 11 Zeichen. Für eine unverwechselbare **Klartextbezeichnung** wird deshalb eine Codierung der Dateinamen nach Tabelle 5.4 verwendet.

Dateiname:	$D_4D_3D_2D_1D_0F_1F_0R \cdot S_2S_1S_0$											
Namensbestandteile:												
Störungsdatum:	$D_4D_3D_2D_1D_0$											
Feld-Kennung:	F_1F_0											
MZR-Kennung:	R											
Stations-Kennung:	$S_2S_1S_0$											
Zahlenbereiche:												
D_x	: 0...9, A...V (Zahl zur Basis 32)											
F_x	: 0...9											
R	: 0...9 (Typencodierung s. Anhang D)											
S_x	: 0...9											
Zeitcodierung:												
	Jahr-1980				Monat				Tag			...
	$b_{24}b_{23}b_{22}b_{21}$				$b_{20}b_{19}b_{18}b_{17}$				$b_{16}b_{15}b_{14}b_{13}b_{12}$			
	D_4				D_3				D^2			
	(Stunde*60+Minuten)*60+Sek.											
...	$b_{11}b_{10}b_9b_8b_7b_6b_5b_4b_3b_2b_1b_0$											b^x : binär codiert
	D^2		D^1			D^0						

Tabelle 5.4 Codierung der Dateinamen der Störungsaufzeichnungen

Beispiel eines codierten Dateinamens: JD9UQ12I.001

Störungsdatei vom 10.11.1989, 12:17 Uhr,

Feld 12,

Impedanzschutz,

Station 001

Die fünfstellige Zeitcodierung in dem verwendeten Zahlensystem zur Basis 32 erlaubt alle 22 Sekunden einen neuen Dateinamen, wobei sich eine erstmalige Wiederholung der Dateinamen nach 16 Jahren ergibt. Diese Wiederholung tritt jedoch nur für den äußerst seltenen Fall der exakt gleichen Störungsuhrzeit ein.

Der Aufbau der Dateiköpfe ist in Tabelle 5.5 dargestellt. Sie setzen sich aus einem MZR-einheitlichen Segment und einem MZR-funktionsspezifischen Segment zusammen. Die Verwaltung der Dateiköpfe erfolgt automatisch vom Betriebssystem des MZR.

Für die Dekodierung von Stations- und Feldkennung wird auf Beschreibungsdateien zurückgegriffen, deren Anlage und Verwaltung über ein entwickeltes Datenbank-Programm gesteuert wird. Es generiert die in den Dateinamen verwendeten Bezeichnungscode. Die Beschreibungsdatei mit dem Namen "STATION.KEN" beinhaltet alle verwendeten Klartexte für die Stationsbezeichnungen mit zugehörigen Feld- und Feldelementnamen. Sie kann bis zu 999 Stationsbeschreibungen aufnehmen.

Alle Felder einer Station sind in jeweils einer Beschreibungsdatei zusammengefaßt mit dem Dateinamen "FELDER.XXX", wobei die Dateinamenserweiterung "XXX" die in der Stationsbeschreibungsdatei festgelegte Stationsnummer enthält.

In den Bildern 5.4 und 5.5 sind exemplarisch Matrixdruckerausgaben von Störungsaufzeichnungen der Differentialschutz- und der Impedanzschutzversion des MZR dargestellt. Ein Beispiel für die tabellarische Ergebnisausgabe ist in Bild 5.6 dargestellt.

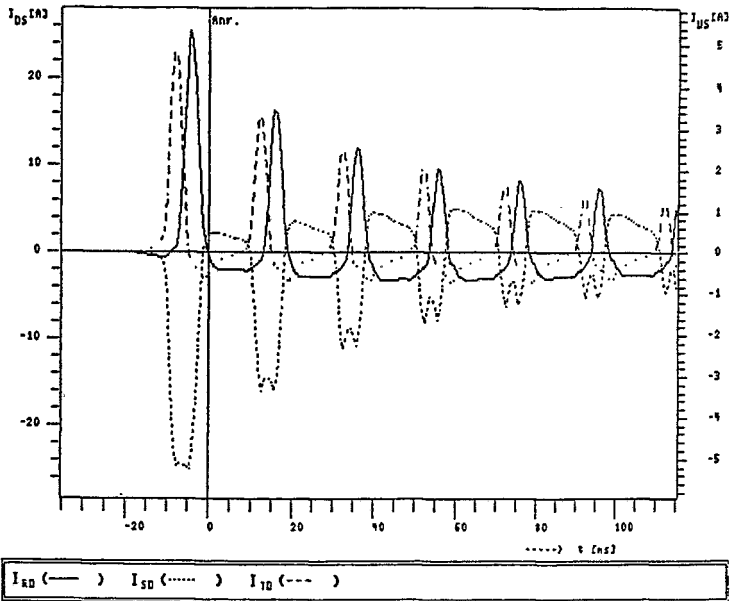


Bild 5.4 Störungsaufzeichnung der Differentialschutzversion MZR-D, Ausgabe mit Matrixdrucker

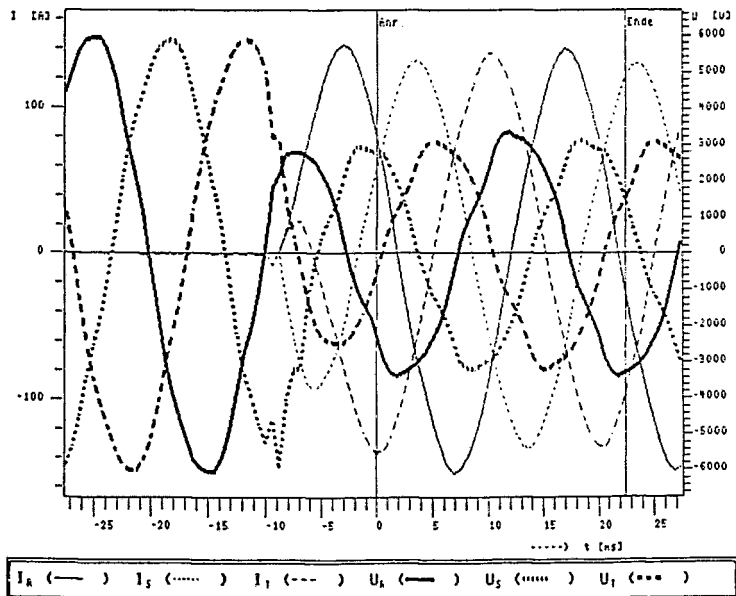


Bild 5.5 Störungsaufzeichnung der Distanzschutzversion MZR-Z, Ausgabe mit Matrixdrucker

Abtastw.	Zeit	Werte der einzelnen Meßkanäle					
Nr.	[ms]	I_R [A]	I_S [A]	I_T [A]	U_R [V]	U_S [V]	U_T [V]
250	80.625	58	72	-133	-2868	2844	47
251	81.250	31	91	-125	-3233	2456	699
252	81.875	3	108	-112	-3341	2851	1158
253	82.500	-24	120	-97	-3279	1588	1438
254	83.125	-48	128	-79	-3139	964	1927
255	83.750	-71	138	-58	-2984	148	2487
256	84.375	-92	125	-32	-2782	-575	2937
257	85.000	-112	114	-6	-2489	-1041	3124
258	85.625	-128	101	19	-2885	-1383	3862
259	86.250	-141	85	43	-1438	-1772	2937
260	86.875	-147	65	64	-686	-2362	2844
261	87.500	-146	42	84	233	-2953	2642
262	88.125	-137	17	101	870	-3186	2285
263	88.750	-123	-9	116	1290	-3178	1896
264	89.375	-106	-32	128	1647	-3862	1385
265	90.000	-87	-52	135	2191	-2937	699
266	90.625	-62	-73	135	2875	-2986	-93
267	91.250	-35	-92	127	3233	-2582	-746
268	91.875	-6	-109	115	3373	-2867	-1158
269	92.500	28	-122	108	3248	-1578	-1588
270	93.125	45	-138	83	3186	-932	-1912
271	93.750	66	-133	62	2984	-171	-2533
272	94.375	87	-127	37	2766	513	-3831
273	95.000	107	-116	11	2424	1818	-3178
274	95.625	123	-102	-15	2851	1368	-3188
275	96.250	135	-86	-39	1445	1741	-2984
276	96.875	141	-66	-61	637	2316	-2891
277	97.500	148	-42	-88	-171	2986	-2689

Bild 5.6 Tabellarische Darstellung einer Störungsaufzeichnung der Distanzschutzversion MZR-Z, Ausgabe mit Matrixdrucker

Segment A: Einstellwerte (funktionsunabhängig)			
01	Anregezeit	16	Inenn B Dig
02	Auslösezeit	17	Unenn Dig
03	Abschaltzeit	18	Unenn, primär
04	leer	19	Unenn Divisor
05	Anregepunkt	20	UWandler, primär
06	Auslösepunkt	21	UWandler Divisor
07	Abschaltpunkt	22	Inenn, primär
08	Relaistyp	23	IWandler, primär
09	Stationskennung	24	KU
10	Feldkennung	25	KU Pausenzeit
11	Feldelementkennung	26	KU Sperrzeit
12	Unenn MZR	27	KU Abschaltzeit
13	Unenn MZR Divisor	28	LS Eigenzeit
14	Inenn MZR	29	Störungsaufzeichn.
15	Inenn S Dig	30	Datenkonzentrator
Segment B: Störungszeiten (funktionsunabhängig)			
01-06	Anregezeitpunkt	12-16	Störungsende
07-11	Auslösezeitpunkt		
Segment C1: Differentialschutz (funktionsabhängig)			
01	U Wicklung1	07	I-Wandler 2 Sek.-Str.
02	S Wicklung1	08	Schaltung Wicklung 2
03	Schaltung Wicklung1	09	AnsprechI0
04	U Wicklung 2	10	AnsprechI2
05	S Wicklung 2	11	AnsprechI20
06	I-Wandler 2 Prim.-Strom	12	Rushstabilisierung
Segment C2: Überstromschutz (funktionsabhängig)			
01	I1schwell	05	Ta1 (UMZ)
02	I2schwell	06	Ta2 (UMZ)
03	I(AMZ)	07	T min
04	Igrenz	08	Tau
Segment C3: Impedanzschutz (funktionsabhängig)			
01	Sternpunkt	14	R Leitung 5
02	Uebergreifen	15	R Lichtbogen 1
03	Stufe 4	16	R Lichtbogen 2
04	IeGrenz Divisor	17	R Lichtbogen 3
05	X Leitung 1	18	R Lichtbogen 4
06	X Leitung 2	19	R Lichtbogen 5
07	X Leitung 3	20	Staffelzeit 1
08	X Leitung 4	21	Staffelzeit 2
09	X Leitung 5	22	Staffelzeit 3
10	R Leitung 1	23	Staffelzeit 4
11	R Leitung 2	24	Staffelzeit 5
12	R Leitung 3	25	Betrag K0
13	R Leitung 4	26	Phase K0

Tabelle 5.5 Aufbau der MZR-Störungsdateiköpfe

6 Hardware des Mehrzweckschutzrelais

6.1 Wahl des Prozessorsystems

Bei der Wahl von Mikroprozessoren für das MZR wurden verschiedene Bewertungskriterien berücksichtigt:

I. primäre Kenngrößen

- a) Technische Daten
 - Prozessoraufbau
 - Wortbreite
 - Taktrate
 - verwendete Halbleitertechnologie
 - Leistungsbedarf
 - Halbleitertemperatur
 - Zuverlässigkeit
 - Befehlsausführungszeiten bestimmter, häufig zu verwendender Befehle
 - Ausführungszeiten bestimmter Testprogramme

II. sekundäre Kenngrößen

- a) Betriebssysteme
- b) Assembler, Compiler
- c) Entwicklungs- und Testsysteme
- d) Produktunterstützung durch den Hersteller
- e) erforderliche Peripherieschaltkreise
- f) Möglichkeiten der Hard- und Softwareimplementierung unter Berücksichtigung von Sicherheitsaspekten

Die Leistungsbewertung von Mikroprozessoren wird zusätzlich von der umgebenden Hardware beeinflusst, die mit dem Mikroprozessor zusammen das Rechnersystem bildet. Die unterschiedlichen Bewertungskriterien und verschiedenen Einflußgrößen stellen ein kontrovers diskutiertes Thema der Rechnertechnik dar /6.1/, /6.2/.

Zur Wahl geeigneter Mikroprozessoren für das MZR sind in Tabelle 6.1 verschiedene Mikroprozessortypen sowie deren Vor- und Nachteile für Anwendungen in der Selektivschutztechnik einander gegenübergestellt. Die besonders leistungsfähigen Prozessortypen

c) bis e) erfordern unter Bewertung von Sicherheitsaspekten für Hard- und Software eine sehr zurückhaltende Beurteilung. Auf den Einsatz von ASICs - vom Anwender aufgabenspezifisch konfigurierte Prozessoren - wurde wegen deren ausgeprägten Unikatcharakters und unter Berücksichtigung gegenwärtig verfügbarer Testmethoden verzichtet.

Prozessortyp	Eigenschaften	Beurteilung
Universal	universeller Befehlssatz breites Typenspektrum große Stückzahlen	geeignet
Signal	spezieller Befehlssatz für digitale Signalverarbeitung sehr schnell, große Stückzahlen	geeignet
RISC	optimierter Befehlssatz für hohe Prozessorleistung sehr schnell	zu komplex
ASIC	anwenderspezifischer Aufbau mittlere Komplexität hoher Prüfaufwand	prüf- aufwendig
Transputer	spezifischer Aufbau und Befehlssatz für Einbindung in Pipelines und Arrays, parallele Programmprozesse	zu komplex
(LCA)	anwenderspezifischer Aufbau einfach und kostengünstig änderbar geringe Komplexität, Prüfaufwand	nicht aus- reichende Komplexit.

Tabelle 6.1 Vergleich verschiedener Prozessortypen unter Berücksichtigung ihrer Einsatzmöglichkeiten im Mehrzweckschutzrelais (MZR)

Die gründliche Funktionsprüfung von **Universalprozessoren** und **Signalprozessoren** vor ihrer weltweiten Einführung und Produktion in Großstückzahlen ist eine notwendige Voraussetzung für deren Verwendung in Schutzrelais und ein entscheidender Vorteil gegenüber den **ASICs**.

LCAs heutiger Struktur weisen noch keinen ausreichenden Komplexitätsgrad für den Mikroprozessorersatz in Schutzrelais aus.

RISC-Prozessoren und **Transputer** haben nach dem Abschluß ihres grundlegenden Entwicklungsstadiums Einsatzbereiche vor sich, die den obersten Bereich der Mikroprozessorleistungsskala abdecken. Die von diesen Prozessortypen bereitgestellten Rechenleistungen

werden für Schutzrelais in Mittelspannungsnetzen nicht benötigt. Ein Kennzeichen des MZR-Konzeptes nach Kapitel 3.2 ist die erforderliche große Funktionsbandbreite vom einfachen Überstromschutz bis zum sechssystemigen Impedanzschutz. Dies bedingt zwangsläufig sehr unterschiedliche Anforderungen an die benötigte Rechenleistung. In vorhandenen Lösungsansätzen von Schutzrelais mit Mikroprozessoren wird die Abstimmung zwischen benötigter Rechenleistung und erforderlichem Hardwareeinsatz mit Multiprozessorsystemen durchgeführt. Über ein gemeinsames Bussystem können N Prozessoren parallel betrieben werden. In /6.3/ wird z.B. die Ausführung eines Multiprozessorsystems für den Einsatz in der Echtzeitdatenverarbeitung beschrieben, das mit vier parallelen Prozessoren arbeitet. Derartige Multiprozessorsysteme haben neben dem Vorteil der Leistungssteigerung gegenüber Einprozessorsystemen folgende Nachteile:

- Die Rechenleistung eines Multiprozessorsystems wächst nicht linear mit der Anzahl der eingesetzten Prozessoren. Die Angaben über den Gewinn beim Einsatz von N parallelen busgekoppelten Prozessoren reichen von N (im Idealfall) bis hin zu $\frac{1}{N}$ /6.3/.
- Jeder Mikroprozessor muß zu einem eigenständigen Rechnersystem erweitert werden, um selbstständig arbeiten zu können
- Multiprozessorsysteme erfordern spezielle Betriebssysteme
- Das Bussystem stellt bei Hardware-Sicherheitsanalysen den kritischsten Bereich dar; der Ausfall des Bussystems blockiert den gesamten Rechner ("Flaschenhals")
- Der Nachweis der Softwaresicherheit von Multiprozessorsystemen ist erheblich schwieriger zu erbringen, als bei Einprozessorsystemen

Für das MZR wurde ein Mikroprozessorsystem nach Bild 6.1 gewählt. Hierbei wurden die Ergebnisse aus Tabelle 6.1 und die Probleme beim Einsatz konventioneller, busbedürftiger Multiprozessorsysteme berücksichtigt. Anstelle eines konventionellen Multiprozessorsystems wird ein bussystemfreies Doppelprozessorsystem eingesetzt. Die Verteilung der Aufgaben zwischen den beiden Prozessoren ist in Tabelle 6.2 wiedergegeben.

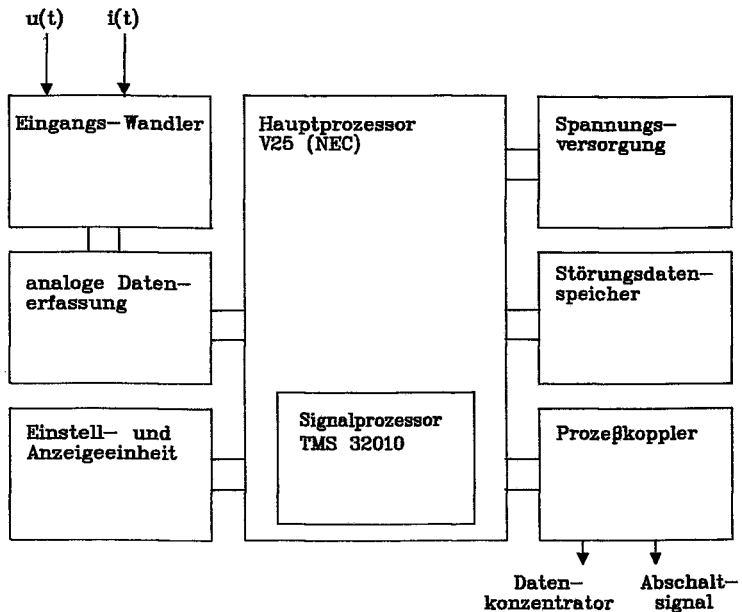


Bild 6.1 Blockschaltbild des Mehrzweck-Schutzrelais (MZR)

Hauptprozessor (V25)	Organisationsaufgaben (Betriebssystem) Steuerung der Datenerfassung Steuerung des A/D-Umsetzers Datentransfer von und zum Dual-Port-RAM Bestimmung von Fehlerart Auslösezeit Dialog mit Bedieneinheit Dialog mit Stationsleitsystem Echtzeitverwaltung und -markierung Ringspeicherverwaltung Störungsspeicherung
Signalprozessor (TMS 32010)	Datentransfer von und zum Dual-Port-RAM, Digitale Filterung und Impedanzbestimmung für Distanzschutz, DFT und symmetrische Komponenten für Differentialschutz

Tabelle 6.2 Aufgabenverteilung zwischen Hauptprozessor und Signalprozessor im MZR

Alle Organisationsaufgaben sowie die Durchführung "einfacher" Schutzaufgaben wie Überstromschutz, einsystemiger Impedanzschutz und Erdschlußrichtungserkennung werden von einem leistungsfähigen Universalprozessor durchgeführt. Die erforderliche Rechenleistung zur Durchführung "höherwertiger" Schutzaufgaben, wie 6-systemiger Impedanzschutz und Differentialschutz wird durch einen Signalprozessors bereitgestellt. Beide Prozessoren werden über ein Dual-Port-RAM gekoppelt, das den asynchronen Zugriff beider Prozessoren ermöglicht.

6.1.1 Hauptprozessor

Für die Wahl eines Universal-Mikroprozessors für das Hauptprozessorsystem steht ein breites Typenspektrum zur Verfügung. Hierbei sind zu berücksichtigen:

- Für die Entwicklungsarbeiten am MZR sind leistungsfähige Hard- und Softwarewerkzeuge unabdingbare Voraussetzung. Hierfür standen Entwicklungsplätze auf Basis IBM-kompatibler Rechner der AT-Serie zur Verfügung.
- Prozessoren und Entwicklungssoftware müssen längerfristig genutzt und vom Hersteller unterstützt werden.
- Realisierungsaufwendungen, Kostenrahmen

Wegen seiner für die Durchführung von Schutzaufgaben hervorragenden Eignung wurde für das MZR der Single-Chip-Mikrocomputer V25 (Hersteller: NEC) /6.4/, /6.5/ ausgewählt. Er ist in CMOS-Technik aufgebaut. Wesentliche und im MZR erforderliche Funktionen von Mikroprozessor-Peripherieschaltkreisen wurden auf dem Mikrocomputer-IC implementiert (On-Chip). Nachfolgend sind stichwortartig die wichtigsten Eigenschaften des V25 zusammengestellt:

- Interne 16-Bit-Architektur
- 8-Bit-Datenbus, 20-Bit-Adreßbus
- Taktfrequenz 8 MHz
- 16 kByte internes ROM

- 256 Byte internes RAM für verschiedene Steuerregister und maximal 8 CPU-Registersätze
- 3 parallele 8-Bit-Ports
- 1 paralleler Port mit Analogeingängen und programmierbarer Referenzspannung
- 2 serielle Schnittstellen mit je einem Baudratengenerator
- 2 Timer mit 16-Bit-Zählern
- 1 Langzeittimer
- 1 Interrupt-Controller mit 8 über Software wählbaren Prioritätsebenen
- Bis zu 8 Macro-Service-Kanäle zur schnellen Datenübertragung zwischen On-Chip-Peripherie und externem Arbeitsspeicher

Bezogen auf den im Industriebereich weit verbreiteten Einsatz des Mikroprozessors 80186 werden durch den hochintegrierten Aufbau des V25 wesentliche Platz- und Kosteneinsparungen, verringerter Leistungsbedarf, erhöhte Zuverlässigkeit und Störfestigkeit erreicht. Ein weiterer, bedeutender Vorteil des V25 gegenüber anderen Produkten ist die Verfügbarkeit von **acht parallelen vollständigen Registersätzen** der CPU anstelle des **einen Registersatzes** des 80186-Prozessors.

Der V25 ist weitgehend softwarekompatibel zu dem weit verbreiteten Prozessor 80186. Der Befehlssatz des 80186 wurde für den V25 um vier Befehle ergänzt, die für die Nutzung der On-Chip-Peripherie benötigt werden.

Unterbrechungsanforderungen (Interrupt) aus folgenden Quellen werden vom Interrupt-Controller verwaltet:

- Controller für den direkten Speicherzugriff (DMA)
- Extern
- Serielle Schnittstellen
- Timer
- Langzeittimer

Unter Einbeziehung des Interrupt-Controllers kann aufgrund der V25-spezifischen kurzen Taskwechselzeiten ein leistungsfähiges Multi-Tasking-Betriebssystem für das MZR realisiert werden.

6.1.2 Signalprozessor

Ähnlich wie bei dem Universalprozessor stehen auch für den Signalprozessor verschiedene Prozessortypen zur Auswahl. Es gelten auch hier die in Kapitel 6.1.1 genannten Randbedingungen. In einer Reihe grundlegender Untersuchungen /6.6, 6.7, 6.8, 6.9/ wurde für den Signalprozessor TMS 32010 /6.10/ nachgewiesen, daß mit diesem Prozessor MZR-Aufgaben wie 6-kanalige digitale Filterung und Impedanzbestimmung, Diskrete Fourier-Transformation und Differenzbildung in Echtzeit durchgeführt werden können. Der Prozessor ist in Harvard-Architektur ausgeführt /6.10/. Befehls- und Datenbus sind vollständig getrennt, sodaß mit zeitlich überlappenden Befehlshol- und Befehlsausführungsphasen gearbeitet werden kann. Mit einer prozessorinternen Koppelleinrichtung können Befehls- und Datenbus miteinander verbunden werden, um z.B. ROM-resident gespeicherte Koeffizienten für Berechnungen verfügbar zu haben. Alle Befehle einschließlich der Multiplikation können in einem CPU-Zyklus von 200 ns ausgeführt werden. Der Befehlssatz des Prozessors ist einfach und berücksichtigt die Belange der digitalen Signalverarbeitung.

6.2 Schaltungstechnik

6.2.1 Analog-Schaltungen

a) Eingangswandler

Zur sicheren Potentialtrennung und Meßgrößentransformation werden konventionelle induktive Wandler nach Bild 6.2 eingesetzt. Maximal acht Eingangswandler können in dem MZR-Wandlermodul untergebracht werden. Für die Erfassung der drei Ströme I_R , I_S und I_T und des Summenstroms $3 \cdot I_0$ werden im MZR baugleiche Wandler eingesetzt. Das gewählte Übersetzungsverhältnis $\bar{u}_I(\text{MZR})$ beträgt 1 A / 12,4 mA oder 5 A / 12,4 mA. Die Stromwandler sind primärseitig umschaltbar und sekundärseitig mit Bürdenwiderständen von je 10 Ohm abgeschlossen. Bei einem zulässigen Betragsfehler von - 2% beträgt der maximale Scheitelwert $80 \cdot I_n$.

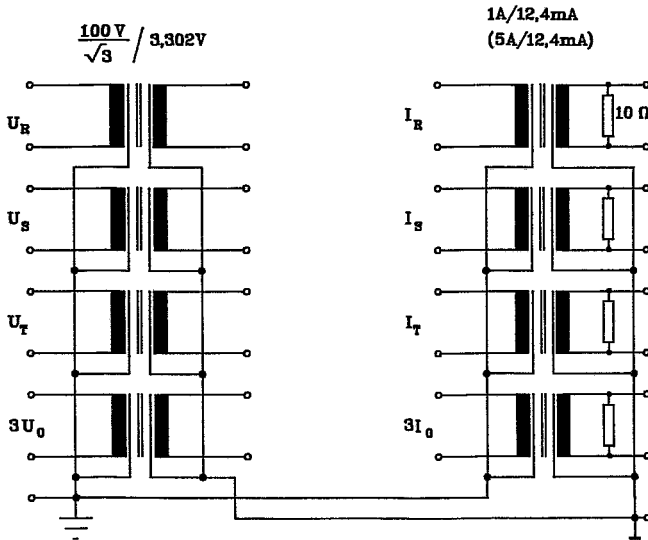


Bild 6.2 Schaltbild der Wandlergruppe (MZR-Z)

Die drei Sternspannungen U_R , U_S und U_T sowie die Summenspannung $3 \cdot U_0$ werden im MZR mit vier baugleichen Spannungswandlern gemessen. Das Übersetzungsverhältnis $\bar{u}_{U(MZR)}$ beträgt $100 \text{ V} / \sqrt{3} : 3,302 \text{ V}$. Bei einem zulässigen Betragsfehler von $\sim 2\%$ beträgt der maximale Scheitelwert $2,1 \cdot U_N$.

Für die MZR-Strom- und -Spannungswandler werden einheitliche Kernschnitte M-42 nach DIN 41 302 verwendet. Die Blechpakete bestehen aus Blechen unterschiedlicher Magnetqualität, um im gesamten Arbeitsbereich der Wandler (s. Tabelle 3.5) ausgeglichene Betrags- und Phasenfehler zu erhalten. Der geeignete Schichtaufbau der Blechpakete wurde experimentell ermittelt. Zwischen der Primär- und der Sekundärwicklung sind zwei Schirmwicklungen angebracht, um geringe und definierte kapazitive Kopplungen zwischen den Wicklungen einhalten zu können.

Für den Aufbau der Baugruppe wurden aus Sicherheitsgründen im Strompfad automatisch kurzschließende Steckverbindungen verwendet.

b) Datenerfassungsplatine

Das Blockschaltbild der MZR-einheitlichen Datenerfassungsplatine ist in Bild 6.3 dargestellt. Ihrer Entwicklung lagen die Randbedingungen nach Tabelle 6.3 zu Grunde. Für das MZR-Z ist im Strompfad mit den Kennwerten von Tabelle 3.2 und 3.5 eine binäre Codierung der Abtastwerte mit 16 Bit erforderlich.

Anzahl der Meßkreise	MZR-I : 3 * Strom, 1 * Spannung MZR-Z : 4 * Strom, 4 * Spannung MZR-D : 9 * Strom
Meßbereiche	nach Tabellen 3.2 und 3.5
zulässige Meßfehler für Strom und Spannung	nach Tabelle 3.5
Abtastrate	1600 Hz
Art der Abtastung	MZR-Z : parallel MZR-I, MZR-D : sequentiell

Tabelle 6.3 Randbedingungen für eine universell verwendbare MZR-Datenerfassungsschaltung

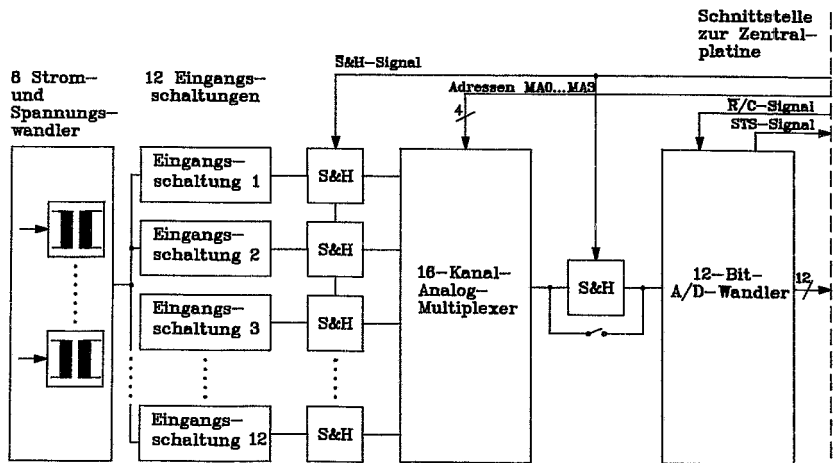


Bild 6.3 Blockschaltbild der analogen Datenerfassung

Industriestandards für 16-Bit-A/D-Wandler haben sich bisher nicht herausgebildet. Es wurde deshalb ein Lösungsweg gewählt, der auf dem Einsatz kostengünstiger 12-Bit-A/D-Wandler basiert.

In Bild 6.4 sind vier mögliche Grundsaltungen der Datenerfassung mit 12-Bit-A/D-Wandlern aufgezeigt, die zu Verschlüsselungsbreiten von 16-Bit führen. Für die Datenerfassungsplatine des MZR wurde die Schaltungsvariante a) nach Bild 6.4 gewählt, da sie sowohl für die S&H-Schaltkreise wie auch für die Analog-Multiplexer den Einsatz kostengünstiger Komponenten ermöglicht, deren technische Daten für 12-Bit-Systeme spezifiziert sind. Die gewählte Schaltung vermeidet durch die parallelen Verstärker eine Verstärkungsumschaltung der Analogverstärker.

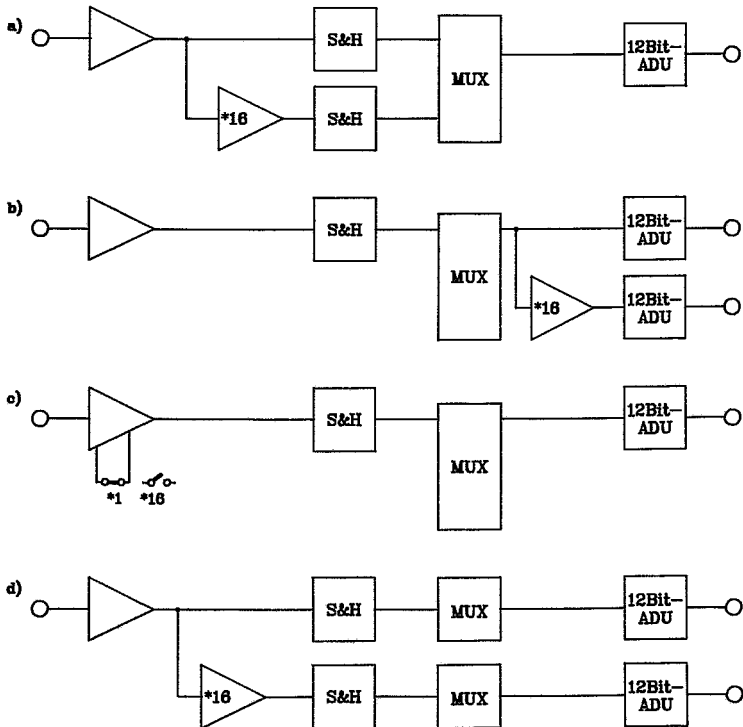


Bild 6.4 ADU-Konzept für das MZR mit 12-Bit A/D-Wandlern zur Erzielung einer Verschlüsselungsbreite von 16 Bit

Die Umsetzkennlinie nach Bild 6.5 ist gemäß der verwendeten Schaltungsvariante a) nach Bild 6.4 zweigeteilt.

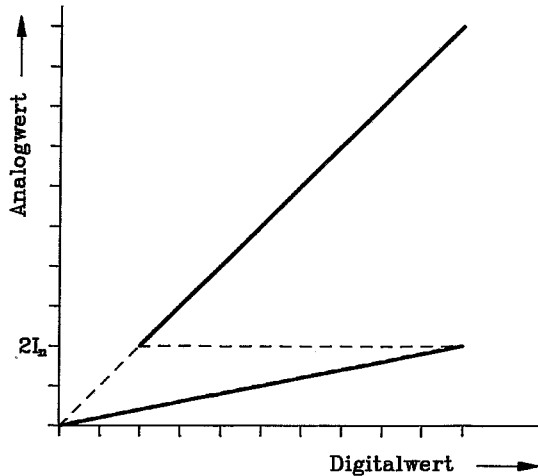


Bild 6.5 Umsetzkennlinie der verwendeten ADU-Schaltung (prinzipieller Verlauf)

Die vier Spannungen U_R , U_S , U_T und $3 \cdot U_0$ werden in Eingangsschaltungen (Bild 6.3) um den Faktor $v_U = 1,1$ verstärkt. Für die den Strömen I_R , I_S , I_T und $3 \cdot I_0$ proportionalen Spannungen sind je zwei parallele Eingangsschaltungen (Bild 6.4, Schaltung a) vorgesehen. Für den Bereich der Eingangssignale $I < 2,2 \cdot I_n$ beträgt die Gesamtverstärkung 24, im Bereich $I \geq 2,2 \cdot I_n$ wird sie auf 1,5 verringert.

Dem nachfolgenden 16-Kanal-Analogmultiplexer werden vier Spannungen, vier stromproportionale Spannungen mit der Verstärkung $v_I = 24$ und vier stromproportionale Spannungen mit der Verstärkung $v_{II} = 1,5$ zugeführt. Für jeden Verstärker kann ein Feinabgleich der Verstärkung vorgenommen werden.

Zur Erfassung des Summenstroms $3 \cdot I_0$ und der Summenspannung $3 \cdot U_0$ werden zwei Verfahren vorgesehen:

- a) Externe Bildung und Anschluß an die MZR-Summenspannungs- und -Summenstromwandler
- b) MZR-interne Bildung der Summensignale

In der Impedanzschutz-Version des MZR (MZR-Z) ist für jeden der zwölf Meßsignale ein S&H-Schaltkreis vorgesehen. Diese Maßnahme ist aus zwei Gründen erforderlich:

- a) Die Datenerfassungseinheit des MZR stellt Sternspannungen und Leiterströme zur Verfügung. Die Zähler- und Nennerterme der Impedanzbestimmungsgleichungen (siehe Anhang B-2) können einfach bestimmt werden, wenn die Meßwertabtastungen zeitgleich durchgeführt werden.
- b) Der verwendete Algorithmus zur Impedanzbestimmung verknüpft Meßsignale aus verschiedenen Meßkanälen rechnerisch miteinander. Die Impedanzen können ohne zusätzliche Phasenkorrektur nur richtig bestimmt werden, wenn die erforderlichen Abtastwerte zum gleichen Zeitpunkt abgetastet wurden.

Mit den S&H-Schaltkreisen werden die Meßsignale zeitgleich abgetastet (Sampling-Phase) und anschließend zeitgleich in den Hold-Status geschaltet. Nachfolgend werden die n gespeicherten S&H-Meßwerte durch den Analog-Multiplexer sequentiell auf den ADU geschaltet. Hierdurch liefert die sequentielle A/D-Umsetzung einen Abtastwertesatz aus n zeitgleichen Meßwerten. Die Abtastfrequenz für jede Eingangsgröße beträgt 1600 Hz. Dies entspricht 32-facher Netznennfrequenz.

Die UMZ/AMZ- und die Differentialschutzversion (MZR-I und MZR-D) benötigen keine parallele, zeitgleiche Signalabtastung. Anstelle der zwölf parallelen S&H-Schaltkreise vor dem Analogmultiplexer für die Impedanzschutzversion wird deshalb ein S&H-Schaltkreis hinter dem Analogmultiplexer vorgesehen (siehe Bild 6.3). Die Auswahl der Meßmethode erfolgt auf der Datenerfassungsplatine.

6.2.2 Digital-Schaltungen

a) Hauptprozessorplatine

Das MZR enthält als Zentralrechner einen V25-Mikroprozessor (Typenbezeichnung μ PD70322-10). In Bild 6.6 ist das Blockschaltbild der Hauptprozessorplatine wiedergegeben.

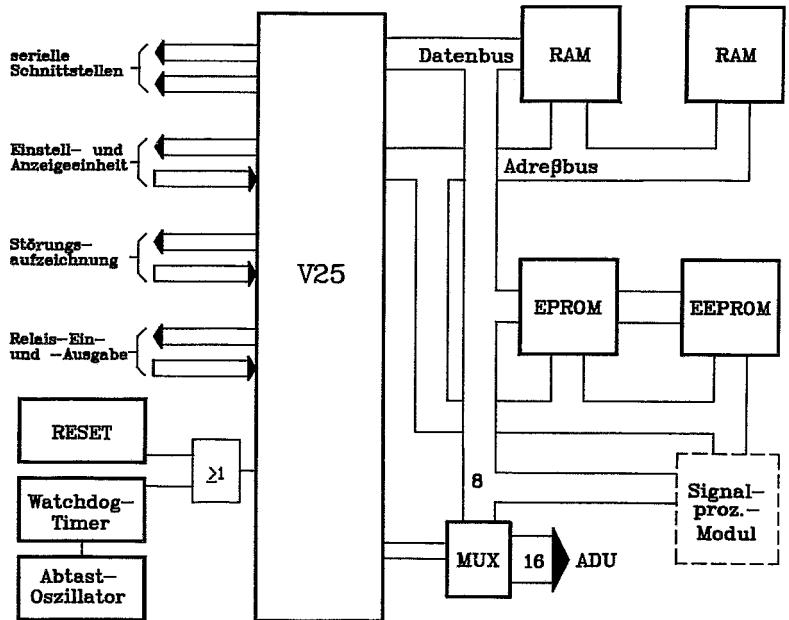


Bild 6.6 Blockschaltbild der Hauptprozessorplatine des MZR

Der Datenaustausch zwischen Hauptprozessor und Signalprozessor erfolgt über ein 4-kByte großes Dual-Port-RAM und 3 Steuerleitungen für "Reset" und "Start" des Signalprozessors.

Zur Speicherung der Einstellparameter auch über große Zeiträume (> 10 Jahre) ist ein 2-kByte großes EEPROM vorgesehen.

Als Programmspeicher steht ein EPROM mit 32 kByte Speicherkapazität zur Verfügung.

Die Größe des erforderlichen RAM-Speichers richtet sich nach dem Speicherbedarf für

- a) das Betriebssystem
- b) die Störungsdaten (s. Kapitel 5).

Zur Erprobung des MZR wurden zwei Zentralplatinen mit jeweils unterschiedlichen RAM-Speichergrößen untersucht. In der ersten Schaltungsversion sind 96 kByte (drei statische RAM-Bausteine mit je 32 kByte Speicherkapazität) vorhanden. Größere Speicherzeiten für Störungsdaten werden mit einer zweiten Schaltungsversion erreicht, in der 256 kByte dynamischer RAM-Speicher (zwei Speicherbausteine je 128 kByte) eingesetzt sind. Beide Versionen werden mit einem 16 MHz Quarz betrieben. Dies entspricht einer CPU-Taktfrequenz von 8 MHz.

Bild 6.7 zeigt die Adreßraumbelegung der Zentralplatine mit 96 kByte Hauptspeicher. Anzahl und Art der Schnittstellen des MZR zur Einstell- und Anzeigeeinheit, Störungsaufzeichnungs-, Prozeßkoppel-, Datenerfassungs- und Signalprozessoreinheit sind in Tabelle 6.4 dargestellt.

Baugruppe	Eingänge	Ausgänge	Ein/Aus
Hauptprozessor	24	20	8
Meßwandler		8*	
analoge Datenerfassung	8*, 6	13	
Störungsspeicher	2	4	8
Prozeßkoppler	10	6	

* analog

Tabelle 6.4 Anzahl und Art MZR-interner Schnittstellen zwischen den Modulen

Interrupt-Vektor-Tabelle	h00000
	h00100
Arbeitsbereiche der einzelnen Tasks	
Neben-Ringspeicher	h00500
Sende - und Empfangspuffer der beiden seriellen Schnittstellen	h00800
Haupt-Ringspeicher	h01000
Stacks der einzelnen Registerbänke	h17000
Puffer zum Anlegen eines Dateikopfes (Floppy-Task)	h17800
Bereich für die Kopie des EEPROMS (Parametrierung)	h17A00
frei	h17E00
	h17FFF
Dual-Port-RAM	h30000
	h30FFF
EEPROM	h38000
	h387FF
EPROM	h80000
	h87FFF

hXXXXX: Hexadezimalwert

Bild 6.7 Speicherplatzbelegung der Hauptprozessorplatine des MZR mit 96 kByte RAM

b) Signalprozessor-Baugruppe

In Bild 6.8 ist das Blockschaltbild der Signalprozessor-Baugruppe dargestellt. Die Schnittstelle der Signalprozessor-Baugruppe zum Hauptprozessor besteht aus 8 Daten-, 12 Adreß- und 6 Steuerleitungen. Die Baugruppe ist auf einer Platine in der Größe 100 mm • 80 mm und wird im MZR-Z und MZR-D über eine Steckverbindung auf die Hauptprozessor-Platine aufgesteckt.

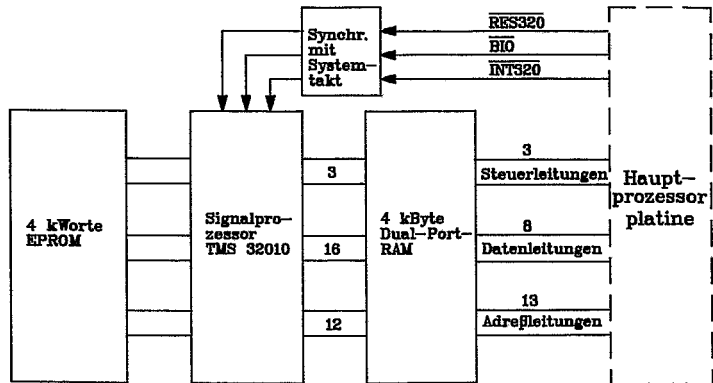


Bild 6.8 Blockschaltbild der Signalprozessor-Baugruppe

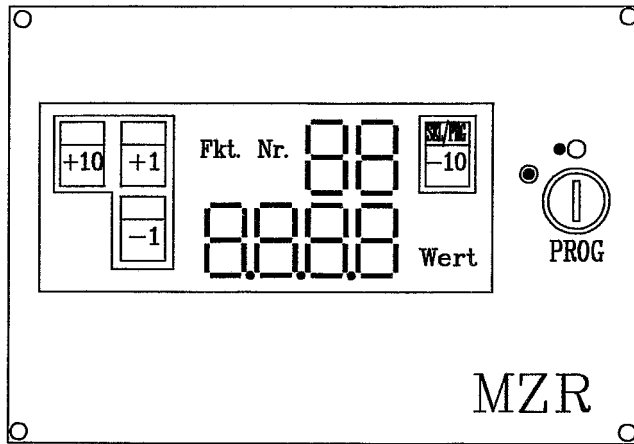
Neben dem Dual-Port-RAM ist ein 4096 Worte fassendes EPROM als Programmspeicher vorhanden. Die dem Prozessor zugeführten Steuersignale werden über eine einfache Logikschaltung mit dem Prozessortakt synchronisiert.

6.2.3 Zusatzeinrichtungen

a) Einstell- und Anzeigeeinheit (EAE)

Im Regelfall wird das MZR unter Zuhilfenahme eines IBM-kompatiblen tragbaren Personalcomputers parametrierbar, um Fehlbearbeitungen und Fehlparametrierungen weitgehend vermeiden zu können.

(s. Kapitel 7.5). Die nachfolgend beschriebene Einstell- und Anzeigeeinheit (EAE) ist zusätzlich als "Notbedieneinheit" konzipiert worden. Ihre Auslegung berücksichtigt die in Kapitel 3.6 erläuterten Randbedingungen für MZR-Parametrierverfahren. Sie wird jedem MZR zugeordnet. Um für die EAE mit geringem Hardwareaufwand auskommen zu können, wurden nur sechs Anzeige- und fünf Bedienelemente vorgesehen (Bild 6.9).



PROG: Schlüsselschalter zur Programmierfreigabe

Bild 6.9 Ansicht der MZR-Einstell- und Anzeigeeinheit

Unter Zuhilfenahme der Korrespondenzliste nach Anhang C können hiermit alle MZR-Parametrierungen vorgenommen und Betriebsmeßwerte dargestellt werden, wobei Bezeichnung, Vorzeichen, Einheit und Multiplikator des dargestellten Wertes nicht im Klartext angegeben werden.

Die Bedientastatur besteht aus vier Tasten mit den Bedeutungen nach Tabelle 6.5. Mit ihr kann die gewünschte zweistellige Funktionsnummer angewählt und der zugehörige Meß- oder Einstellwert vierstellig angezeigt werden. Handelt es sich hierbei um einen Meßwert, so wird dieser automatisch zyklisch aktualisiert. Über einen Schlüsselschalter kann die Parametrierung freigegeben werden, um unbeabsichtigte oder unzulässige Parametrierungen zu verhindern.

Tasten- bezeichnung	Betriebsmodus		
	Anzeige	Programmierung	
		Wahl	Editor
+1	F + 1	F + 1	E + 1
-1	F - 1	F - 1	E - 1
+10	F + 10	F + 10	A \uparrow 4: -> A - 1 A = 4 -> Wahl
-10	F - 10	F \neq 99 -> Editor F = 99 -> Parame- trierung	A \uparrow 1: -> A - 1 A = 1: -> Wertüber- nahme, Wahl

F: Funktionsnummer, E: Ziffernwert, A: Ziffer

Tabelle 6.5 Funktionsbelegung der Tastatur der
Einstell- und Anzeigeeinheit

b) Prozeßkoppel-Platine

Über die Prozeßkoppel-Platine (Bild 6.1) wird das MZR mit Leistungsschalter, Meldegeräten, Datenkonzentrator oder Feldrechner und Parametrier-PC verbunden. Die Ein- und Ausgänge des MZR sind hochspannungsfest bis 2,5 kV ausgelegt /6.11/

Die Ansteuerung der Leistungsschalter wird über elektromechanische Kommandorelais in Ausführungen nach /2.3/ durchgeführt. Alle Meldeausgänge werden ebenfalls über elektromechanische Relais angesteuert.

Die Schnittstellen für die beiden seriellen Datenverbindungen zum Datenkonzentrator (Bild 2.4) und zum Parametrier-PC werden in ihren elektrischen und mechanischen Eigenschaften nach /6.12/ ausgelegt. Da die zugehörigen Steckverbinder nur in der Isolationsgruppe A nach VDE 0110 /6.13/ ausgeführt werden können, mußte auf die Hochspannungsfestigkeit der Anschlüsse für die seriellen Datenverbindungen des Labormodells verzichtet werden. Der gewähl-

te Aufbau hat sich jedoch in allen Labor- und Feldversuchen bewährt. Voraussetzung hierfür war jedoch die Verwendung geeigneter Verbindungsleitungen. Gewählt wurde eine Ausführung mit zwei getrennten Schirmen, um EMV zu gewährleisten /6.14/. Der innere Schirm ist beidseitig auf Massepotential der Ansteuerelektronik, der äußere Schirm ist beidseitig auf Schutzleiterpotential geführt.

Für die serielle Verbindung vom MZR zum Datenkonzentrator werden Lichtwellenleiter mit aktiven V-24-Steckverbindersystemen /6.15/ nach Bild 6.10 verwendet, um keinesfalls störempfindliche galvanisch vernetzte Stationsleitsysteme aufzubauen. Der integrierte Lichtwellenleiteranschluß kann wahlweise für Lichtwellenleiter aus Kunststoff oder Glas eingesetzt werden. Aus Kostengründen werden hierbei neben der Sende- und Empfangsleitung keine zusätzlichen Leitungen zur Steuerung des Datenflusses installiert. Die Datenflußsteuerung wird programmgesteuert durchgeführt.

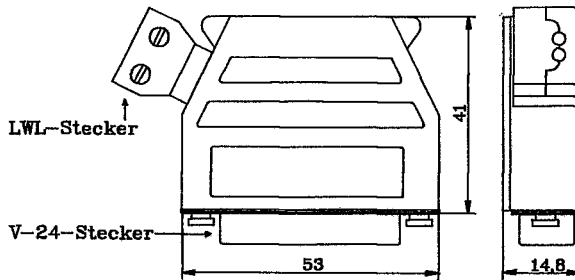


Bild 6.10 Steckverbinder für den seriellen Datenanschluß des MZR mit integriertem LWL-Sender, -Empfänger und LWL-Stecker /6.15/

c) Netzteil

Die Auslegung des Netzteils berücksichtigt die Forderungen nach hoher Störfestigkeit, geringer Koppelkapazität zwischen Primär- und Sekundärseite, geringer Verlustleistung, gutem Regelungsverhalten bei Eingangsspannungs- und Laständerungen und eingangs- wie ausgangsseitigen Überspannungsschutz. Im MZR wird ein Primär-Schaltnetzteil eingesetzt, um geringe Verlustleistung und geringes Bauvolumen zu erhalten. Der Wirkungsgrad beträgt

≤ 65% bei Vollast. Eine Überspannungsschutzbeschaltung für den 5-V-Ausgang ist integriert. Das Netzteil entspricht in seiner Ausführung VDE 0804 Teil 110 /6.16/ mit einer Isolationsfestigkeit von 2,5 kV zwischen Ein- und Ausgang. Für den Funkentstörgrad nach VDE 0871 /6.17/ wird Kurve B eingehalten. Die tatsächliche Netzteilbelastung liegt unter 50% des Auslegungswertes.

6.2.4 Sicherheitsüberlegungen zur MZR-Hardware

Die im Rahmen des Hardwareentwurfes zu berücksichtigende störste Aufbautechnik und Schaltungsauslegung ist in der Fachliteratur umfangreich dargestellt worden /u.a. 6.14/. Nachfolgend werden daher MZR-spezifische Lösungswege beschrieben. Die Erkennbarkeit von Fehlfunktionen der Analoghardware, Digitalhardware und der Datenübertragung setzt im MZR eine Reihe von zusätzlichen Hard- und Softwarekomponenten voraus, mit denen programmunterstützt Informationen über vorliegende Fehler gewonnen werden können. In Stationsleitsystemen können diese an den Stationsleitreechner zur zentralen Auswertung weitergeleitet werden. Nachfolgende Lösungswege gehen von einer funktionsfähigen Hauptprozessorbaugruppe aus. Für die Schutztechnik ist es im Sinne der Verlässlichkeit und Sicherheit nach /6.18/ von besonderer Bedeutung, möglichst frühzeitig Fehlfunktionen erkennen zu können.

Folgende Baugruppen und Funktionen sind im MZR prüfbar:

a) Versorgungsspannungen

Die Versorgungsspannungen elektronischer Schaltkreise müssen innerhalb der vom Hersteller spezifizierten Toleranzbänder liegen. Das Einhalten dieser Toleranzbänder kann im MZR auf verschiedene Weise geprüft werden.

- a1) Ein Spannungsüberwachungsschaltkreis überwacht die Rechnerversorgungsspannung und generiert automatisch bei Verlassen des zulässigen Toleranzbandes eine Unterbrechungsanforderung an die CPU. Bei Wiederkehr der Versorgungsspannung wird ein Reset-Impuls für die CPU gebildet.

a2) Die Versorgungsspannungen der Analogelektronik können überwacht werden, indem aus beiden Versorgungsspannungen über einen Spannungsteiler die Prüfspannung U_{Test} gewonnen wird. Die Prüfsignale werden den Comparator-Ports des V25 /6.5/ zugeführt. Unabhängig von Multiplexer und AD-Wandler im Pfad der normalen Meßwertverarbeitung sind mit dem V25-AD-Wandlern Abweichungen der Versorgungsspannungen in der Größenordnung von $\pm 5\%$ der Nennwerte feststellbar.

b) Signalkonditionierung bis zum AD-Wandler

Die gesamte Signalkonditionierung von Relais-Eingangswandler bis zum AD-Wandler bildet im Abtastsystem des MZR eine Funktionseinheit. In einer zyklischen Sicherheitsüberprüfung können aus Kostengründen nicht die einzelnen Bauelemente dieser Funktionseinheit beurteilt werden, sondern nur das Verhalten der gesamten Funktionseinheit. Dies ist im Sinne erforderlicher Sicherheitsüberprüfungen ausreichend, da je Meßkanal bis zum AD-Wandler die einzelnen Elemente in Reihenschaltung eine Funktionskette aufbauen. Bei Ausfall eines Elementes ist daher die gesamte Funktionskette gestört. Da der analogen Signalkonditionierung im MZR eine Schlüsselfunktion zukommt, werden drei nachfolgend beschriebene Prüfverfahren angegeben:

b1) Die Netzspannungen bewegen sich im Normalbetrieb in einem Toleranzband von ca. $\pm 10\%$. Da mehrere MZR im Stationsbereich parallel arbeiten, verfügt der Stationsleitreehner über einen redundanten Satz MZR-berechneter Spannungswerte. Diese Redundanz kann vom Stationsleitreehner zur Fehlererkennung ausgenutzt werden.

b2) Für dreiphasige Drehstromsysteme gilt:

$$U_R + U_S + U_T = 3 \cdot U_0 \quad (6.9)$$

$$I_R + I_S + I_T = 3 \cdot I_0 \quad (6.10)$$

Analog gilt für Momentanwerte aus zeitgleicher Abtastung:

$$u_R(t_1) + u_S(t_1) + u_T(t_1) = 3 \cdot u_0(t_1) \quad (6.11)$$

$$i_R(t_1) + i_S(t_1) + i_T(t_1) = 3 \cdot i_0(t_1) \quad (6.12)$$

Die in den MZR verfügbaren Spannungs- und Strommeßwerte nach Gl. (6.11) und (6.12) werden zur Erkennung von Fehlfunktionen verwendet. Im MZR-D wird zusätzlich die Bedingung nach Gl. (6.10) überwacht. Da die Summe der Leiter-Erde-Spannungen im symmetrischen Netzbetrieb Null ist, können zusätzlich die Summenterme der Gl. (6.9 - 6.10) auf Grenzwertüberschreitung geprüft werden.

- b3) Die Spannungen U_R , U_S , U_T und U_0 werden parallel auf je 4 Eingänge des eingesetzten 16-Kanal-Multiplexers geführt. Korrespondierende Meßsignale müssen zu gleichen Abtastwerten führen.

c) Speicher

c1) RAM

Bei jedem Neustart des MZR werden die Speicher mit verschiedenen Testmustern geprüft. Zyklisch wird diese Prüfung wiederholt. Weiteres zu Prüfverfahren ist u.a. in /3.2, 3.3/ angegeben.

c2) EPROM, EEPROM

Aus den Programm und Daten-Informationen werden vor der Programmierung des Speicher-ICs byteweise über Signaturanalyse Prüfinformationen errechnet. Diese Prüfinformationen werden zusätzlich in den Speicherbausteinen mit abgelegt. Zyklisch werden im Betrieb des Rechnersystems die Speicherinhalte mit den abgelegten Prüfinformationen verglichen. Mit diesem Verfahren können nach /3.2/ bis zu 99,998% aller möglichen Fehler erkannt werden. Weiterhin können alle Ein-Bit-Fehler und alle Mehr-Bit-Fehler innerhalb eines Wortes erkannt werden.

d) Serielle Schnittstellen

Die serielle Datenübertragung zwischen Schutzrelais und Datenkonzentrator oder Feldrechner wird im UART-Format /2.4/

durchgeführt. Die Schnittstellen entsprechen den Anforderungen nach /6.19/. Sicherungsverfahren sind aus der Fernwirktechnik bekannt /6.20/. Wird eine besondere hohe Sicherung der Informationen verlangt, kann ein CRC-Verfahren (Cyclic Redundancy Check) angewendet werden /6.21/.

- e) In Stationsleitsystemen kann der Stationsrechner folgende Prüfverfahren durchführen:
 - e1) Für jede Sammelschiene müssen die von den MZR gemessenen Spannungen nahezu gleich sein.
 - e2) Für jede Sammelschiene muß die Stromsumme Null sein.
 - e3) Für jede Sammelschiene muß die Summe aller von den MZR bestimmten Admittanzen Null sein (folgt aus e1 und e2)).

7 Software des Mehrzweckschutzrelais (MZR)

7.1 Wahl der Programmiersprache

Als Programmiersprachen für das MZR stehen neben Assembler auch Hochsprachen zur Verfügung. In Tabelle 7.1 sind wesentliche Eigenschaften von Hochsprachen und Assembler einander gegenübergestellt. Hierbei sind die spezifischen Randbedingungen für MZR-Programme berücksichtigt.

	Hochsprache	Assembler
Quelltexterstellung	++	+
Zusatzdokumentation	+	--
Testaufwand	+	-
Lesbarkeit	++	-
Änderbarkeit	++	--
Portabilität	+	--
Codeeffizienz	+	++
Unterstützung spezieller Prozessoren	--	++
++: sehr gut ... --:schlecht		

Tabelle 7.1: Gegenüberstellung von Hochsprache und Assembler zur MZR-Programmentwicklung

In Assembler geschriebene Programme können prinzipiell in besonderem Maß an die Struktur und den Befehlsvorrat des jeweiligen Prozessorypes angepaßt werden. Hierbei ist z.B. die Verwendung jeweils problemangepaßter Wortlängen möglich, um Rechenzeit und Speicherplatz zu sparen. Die spätere Programmwartung oder -änderung durch Personen, die das Programm nicht erstellt haben, erweist sich aber in Abhängigkeit von Programmertechnik und -restriktionen als schwierig und zeitaufwendig, bei mangelhafter Dokumentation als fast unmöglich. Bestimmte Restriktionen bedingen in Teilbereichen zur Zeit die Anwendung von assemblernahen Sprachformen oder Assemblern:

- Anpassung an spezielle Prozesseureigenschaften
- vorhandene Entwicklungsumgebung, geplanter Emulatoreinsatz

Für die MZR-Programmierarbeiten wurde das Programmsystem "SAL" ("Structured Assembly Language")/7.1/ ausgewählt. SAL-Programm-

texte ähneln denen von PASCAL- oder MODULA-2. Programmstrukturen, wie Module, Prozeduren oder Funktionen sind vorhanden. Einfache Arithmetikoperationen sind möglich. Der SAL-Compiler übersetzt den SAL-Quelltext in MASM-Assemblercode /7.2/. Dieser muß anschließend mit Assembler und Linker weiterbearbeitet werden. Der SAL-Compiler erlaubt das Einfügen von Assemblerkommandos oder Assemblerprozeduren in den Quelltext. Während SAL-Kommandos grundsätzlich in Großbuchstaben geschrieben werden müssen, übernimmt der Compiler alle klein geschriebenen Kommandos unverändert in den generierten Assemblertext. Hiermit sind die zusätzlichen V25-Befehle als Makrokommandos in SAL-Quelltexte einbindbar. Ein SAL-Programm kann aus mehreren Modulen und Segmenten bestehen, für die keinerlei Vorgaben oder Einschränkungen bestehen. Die im Verlauf der Arbeiten erkannten Fehler von SAL werden durch zwei speziell erstellte Programme /7.8/ aufgefangen und korrigiert. "SAL" weist folgende Eigenschaften auf:

- PASCAL-ähnliche Syntax
- hohe Codeeffizienz
- Code ablauffähig ohne Standard-Betriebssystem
- Programmierung von Multitaskanwendungen
- Trennbarkeit von Programm-, Konstanten- und Datenbereich
- Zugriff auf einen Adreßbereich von 1 MByte
- Berücksichtigung der V25-spezifischen Befehle und Hardware

Die Leistungsfähigkeit von Computersprachen und Compilerprogrammen ist in den vergangenen 10 Jahren wesentlich angewachsen. Vor- und Nachteile verschiedener Sprachen werden in /7.3/ ausführlich diskutiert. Die Anwendung der Programmiersprache "C" /7.4/ wird zwischenzeitlich zwar allgemein empfohlen, zu Beginn der Entwicklungsarbeiten am MZR stand jedoch kein geeigneter "C"-Compiler zur Verfügung. Ob mit der Programmiersprache "C" eine geeignete Sprache für Programmentwicklungen in der Schutztechnik zur Verfügung steht wird bezweifelt, da ihr strenge, sicherheitserhöhende Restriktionen und Typenbindungen /7.4/ fehlen. Die zu Beginn der Arbeiten untersuchten Programmiersprachen

- TURBO-Pascal, Vers. 3.3, Heimseoth/Borland
- C-Compiler, Version 4.0, Microsoft
- TURBO-C, Version 1.0, Heimsoeth/Borland

eignen sich aus unterschiedlichen Gründen nicht für MZR-Programmierarbeiten. Die V25-Software der Firma NEC wurde aus Preisgründen nicht beschafft.

7.2 MZR-Betriebssystem

7.2.1 Vorbemerkungen

Mit der Erstellung eines den Erfordernissen der Schutztechnik angepaßten, echtzeitfähigen Multitask-Betriebssystems für das MZR sollten folgende Verbesserungen gegenüber bisherigen Lösungen erreicht werden:

- Zusammenfassung aller von der Schutzfunktion unabhängigen Programmbestandteile
- modularer Softwareaufbau
- Überprüfbarkeit aller Softwarefunktionen durch eindeutige Softwareschnittstellen
- verringerte Prüfaufwendungen bei nachfolgenden Änderungen oder Ergänzungen der Schutzfunktionen des MZR

Das MZR-Betriebssystem wurde in der in Bild 7.1 dargestellten Struktur realisiert. Der Entwurf berücksichtigt folgende Anforderungen:

- Jede Task muß weitestgehend eigenständig sein.
- Die Einbettung jeder einzelnen Task muß genau definiert sein.
- Wesentlicher und nach Möglichkeit einziger Verbindungspunkt zwischen den Tasks muß der Dispatcher des Betriebssystems sein.

Diese Forderungen führen zu folgenden Überlegungen:

- Jede Task arbeitet mit einem eigenen Speicherbereich zur Ablage ihrer lokalen Variablen. Dieser Speicherbereich wird ihr vom Betriebssystem zugeteilt.
- Der Dispatcher übernimmt nach Bedarf die Koordination einzelner Tasks. In den Fällen, in denen der Dispatcher keinen Einfluß auf den Ablauf von Tasks hat, werden Aktionen zwischen einzelnen Tasks über eine eindeutig definierte Schnittstelle abgewickelt.
- Grundsätzlich dürfen Prozeduren und Funktionen nur von jeweils einer Task benutzt werden. Da andererseits die Notwendigkeit besteht, die Benutzung einiger Prozeduren auch von mehreren Tasks gleichzeitig zuzulassen, werden sie simultan benutzbar (reentrant) angelegt.

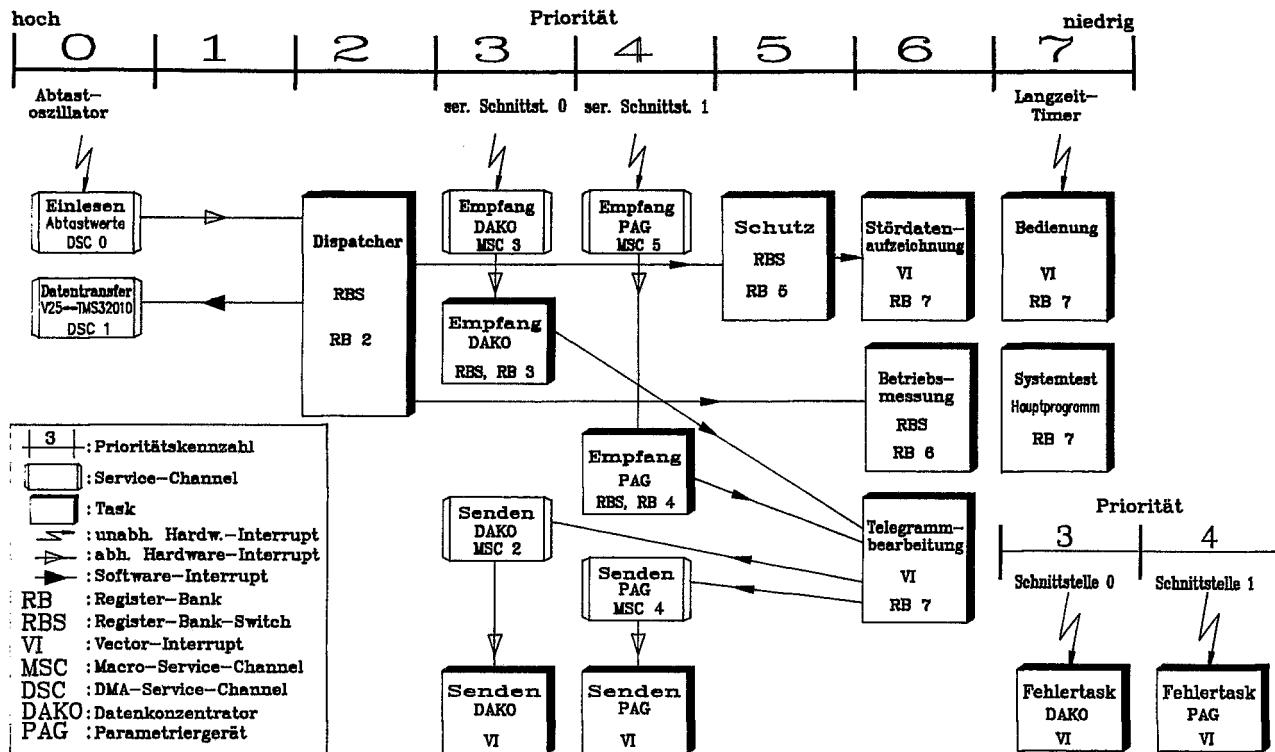


Bild 7.1 Struktur des MZR-Betriebssystems

- Die Zuordnung der On-Chip-Funktionseinheiten des V25 zu den einzelnen Tasks und die Systeminitialisierung wird zentral vom Betriebssystem übernommen.
- Alle Tasks, welche die Schutztask aufgrund ihrer höheren Priorität behindern könnten und die Schutztask selbst sind äußerst zeitkritisch. In der Programmierung dieser Tasks werden möglichst effiziente Codes und eindeutiges Laufzeitverhalten realisiert.
- Betriebsmessung, Störungsaufzeichnung sowie Telegrammbearbeitung, die MZR-Bedienung und das Hauptprogramm sind zeitunkritisch. Bei der Programmierung wird größter Wert auf Übersichtlichkeit und Wartungsfreundlichkeit gelegt.

Folgende Rahmenbedingungen gelten für alle Tasks der MZR-Software:

a) Variablenhandhabung:

Jeder Task wird ein eigenständiger Arbeitsspeicher vom Betriebssystem zugewiesen. In diesem Bereich sind sowohl Lese- als auch Schreibzugriffe durch die betreffende Task zulässig. Auf den restlichen Speicher des V25 darf von einer Task nur lesend zugegriffen werden.

b) Ringspeicher:

Der Ringspeicher wird vom Dispatcher verwaltet und beschrieben. Jede Task darf aber lesend auf den Ringspeicher zugreifen.

c) Task-Aufruf:

Eine Task darf nicht aufgerufen werden, während sie noch auf Bearbeitung wartet oder noch in Bearbeitung ist. Es muß daher sichergestellt sein, daß zwischen zwei aufeinanderfolgenden gleichen Interrupts die dazugehörige Task auf jeden Fall abgearbeitet worden ist. Gegebenenfalls muß per Software sichergestellt werden, daß ein mehrfacher Aufruf derselben Task nicht möglich ist.

c) Stack-Handhabung:

Die einzelnen Stacks werden vom Betriebssystem eingerichtet und dürfen danach nicht verändert werden. Das Stacksegment-Register muß ständig den vom Betriebssystem eingesetzten Wert behalten.

d) Handhabung der Segmentregister:

Der Inhalt des Datensegment-Registers darf nicht von Tasks verändert werden. Dem Extrasegment-Register (ES-Register) wird vom Betriebssystem bei der Initialisierung ein Wert zugewiesen, es darf jedoch von jeder Task kurzzeitig modifiziert werden, wenn sie den ursprüngliche Inhalt vor Verlassen der Task wiederherstellt.

e) Interrupt-Flag:

Jede Task darf grundsätzlich das Interrupt-Flag benutzen. Dabei ist jedoch zu beachten, daß das Flag maximal 160 Taktzyklen lang gesperrt werden darf. Wird das Interrupt-Flag länger gesperrt, so ist die sichere Erfassung der Meßwerte nicht mehr gewährleistet. Zu Beginn jeder Task muß das Interrupt-Flag freigegeben werden, da der V25 bei einem Task-Wechsel weitere Interrupts mittels dieses Flags sperrt. Auch hierbei ist zu beachten, daß die für Task-Wechsel und Freigabe des Interrupt-Flags benötigte Zeit nicht länger als 160 Taktzyklen sein darf.

Aus den weiteren Festlegungen für den Entwurf des MZR-Betriebssystems sollen zwei wegen ihrer besonderen Bedeutung aufgeführt werden.

Serieller Datenaustausch

Der serielle Datenaustausch zwischen MZR und Datenkonzentrator (oder Feldrechner) erfolgt über Punkt-zu-Punkt-Verbindungen mit der Möglichkeit des beiderseitigen Spontanbetriebes. Die Daten werden im UART-Format /2.7/ übertragen. Andere Informationsnetzstrukturen und Übertragungsformate sind denkbar /7.5, 7.6/. Für den Datentransfer zwischen MZR und Datenkonzentrator wurden die Telegramme nach Tabelle 7.2 vereinbart (s. auch /2.10/). Alle Meß- und Einstellwerte der MZR werden ASCII-codiert in SI-Einheiten übertragen. Hierzu wird die standardisierte Floating-point-Zahlendarstellung im Format "Single" nach /7.7/ verwendet.

Für die Zeitsynchronisation der MZR-Tochteruhr wird ein spezielles Telegramm verwendet, dessen Erkennung und Dekodierung in maximal 40 μ s ausgeführt wird. Hierdurch kann eine zusätzliche Synchronisationsleitung zwischen Datenkonzentrator und MZR eingespart werden.

Aufrufbetrieb (Datenkonzentrator → MZR, MZR → Datenkonzentrator)	
	Betriebsmeßwerte
	Einstellwerte
	Fehlerwerte
	Thermische Belastung
	Zustandswerte I
	Zustandswerte II
Spontanbetrieb (MZR → Datenkonzentrator)	
	Warnmeldung
	Anregung / Auslösung
Timeset (Datenkonzentrator → MZR)	
	Datum, Uhrzeit

Tabelle 7.2 Telegramme zwischen MZR und Datenkonzentrator

Echtzeitmarkierungen

Die Echtzeitmarkierung aller vom MZR erkennbaren Ereignisse, wie z.B. Störungseintritt, Auslösekommando und KU, die für das Leitsystem oder die Störungsaufzeichnung (s. Kapitel 5) relevant sein könnten, erfolgt direkt im MZR: Bei einer benötigten Zeitauflösung im ms-Bereich mit einem maximalen Fehler von maximal ± 5 ms kann die Echtzeitmarkierung aufgrund nicht eindeutig determinierbarer Telegrammlaufzeiten in Stationsleitsystemen nur an der Datenquelle, also im MZR erfolgen. Hierzu verwaltet das MZR-Betriebssystem eine Tochteruhr, die nach Erkennen eines speziellen Synchronisationstelegramms nahezu unverzüglich ($\leq 40 \mu\text{s}$) neu synchronisiert wird.

7.2.2 Prioritätsebenen

Mit Programmunterstützung sorgt der Interrupt-Controller in Verbindung mit der Dispositionstask (Scheduler) für die zeitliche Koordinierung des Programmablaufs, indem immer die Task mit der höchsten Priorität der CPU zur Bearbeitung zugewiesen wird.

Eine Übersicht der vorhandenen TASK-Struktur und der zugeordneten Prioritäten zeigt Bild 7.1.

In der **Prioritätsebene 0** (höchste Priorität) wird jeweils ein vollständiger Abtastdatensatz, bestehend aus $i_R(t_1)$, $i_S(t_1)$, $i_T(t_1)$, $i_O(t_1)$, $u_R(t_1)$, $u_S(t_1)$, $u_T(t_1)$ und $u_O(t_1)$ über den DMA-Service-Channel 0 eingelesen. Hierzu erzeugt der Abtastoszillator als zentraler Zeitgeber des MZR 32·8 Interrupt-Impulse innerhalb von 20 ms. Unabhängig von den gerade in Bearbeitung befindlichen Aufgaben unterbricht der Hardware-Interrupt des Abtastoszillators jede andere Prozessoraktivität und fordert den DMA-Transfer an. Ist im MZR der Signalprozessorzusatz installiert, werden über den DMA-Service-Channel 1 blockweise a) der Abtastdatensatz zum Signalprozessor und b) die Berechnungsergebnisse des Signalprozessors an das MZR-Betriebssystem übertragen.

Die **Prioritätsebene 1** ist nicht nutzbar, da der benötigte Bereich im V25-internen RAM für Service-Kanäle genutzt wird.

In der **Prioritätsebene 2** werden folgende Funktionen des Betriebssystems ausgeführt:

- Initialisierung des DMA-Service-Channel 0 zum Dateneinlesen
- Verwaltung des Haupt- und Nebenringspeichers
- die Initialisierung DMA-Service-Channel 1 zur Datenversorgung des Signalprozessors
- Start des Signalprozessors
- Umschaltung der Vorverstärker des ADU
- Start von Schutz- und Betriebsmeßtask
- Uhrverwaltung
- Organisation des seriellen Datentransfers

In der **Prioritätsebene 3** wird das Parametriergerät (XT-, AT-kompatibler tragbarer Personalcomputer) vom MZR bedient. Je Empfangssequenz benötigt der Datentransfer bis auf die Initialisierung (mit maximal 25 Maschinenbefehlen entsprechend 25 μ s) keine Prozessorkapazität, da er über die Macro-Service-Channels 4 und 5 bearbeitet wird. Je Sendesequenz benötigt der V25 ca. 70 μ s.

In der **Prioritätsebene 4** wird der serielle Datenaustausch mit dem Feldrechner oder Datenkonzentrator abgewickelt. Der Datenempfang (über Register-Bank-Switching) und die Datensendung benötigen bis auf die Initialisierung (mit maximal 25 Maschinenbefehle entsprechend 25 μ s) keine Prozessorkapazität, da sie über die Macro-Service-Channels 2 und 3 bearbeitet werden.

In der **Prioritätsebene 5** wird die Schutztask bearbeitet. Abhängig vom MZR-Typ werden in dieser Ebene wahlweise die Schutzfunktionen Überstromschutz, Distanzschutz oder Differentialschutz ausgeführt.

In der **Prioritätsebene 6** werden die Aufgaben Störungsaufzeichnung, Betriebsmessung und die Telegrammbearbeitung für die Bedienung von Datenkonzentrator (oder Feldrechner) und PC-Parametriergerät durchgeführt.

In der **Prioritätsebene 7** werden die Anzeige- und Bedieneinheit gesteuert sowie alle Diagnosefunktionen durchgeführt.

In Tabelle 7.3 sind Richtwerte für die zeitliche Prozessorauslastung angegeben. Das Senden und Empfangen für den Informationsaustausch mit dem Stationsleitsystem benötigt im Mittel unter 0,1 % der zur Verfügung stehenden Prozessorleistung des V25. Für die Schutzaufgaben werden bis zu 50 % der verfügbaren Zeit benötigt, Organisationsaufgaben werden in ca. 34 % der Zeit durchgeführt. Im Anhang D sind die Funktionsbeschreibungen der einzelnen Programmroutinen des Betriebssystems in der Ordnung ihrer jeweiligen Priorität zusammengestellt.

Die gewählte Zuordnung von Prioritätsebenen und MZR-Funktionen sichert eine eindeutige Priorisierung der verschiedenen, gegenüber konventionellen Lösungsansätzen wesentlich erweiterten Aufgaben. Für den erforderlichen schnellen Informationsaustausch im Leitsystem wird dieser in zwei Bereiche unterteilt:

- a) Durchführung des Datentransfers in den Prioritätsebenen 3 und 4
- b) Codierung und Dekodierung der Informationen in der Prioritätsebene 6

Die Priorisierung des Datentransfers und seine Durchführung über einen Macro-Service-Channel ermöglicht eine Datenübertragung mit geringstmöglicher CPU-Belastung.

Aktion	relativer Zeitbedarf (%)
Abtastwerte einlesen	2
Signalprozessorbedienung	4
Scheduler Verstärkungsumschaltung, Taskaktivierung Ringspeicherverwaltung, Zeitverwaltung	34
Schutzprogramm	50
Betriebsmessung	6
Einstell und Anzeigeeinheit	1
Senden / Empfangen Datenkonzentrator	< 0,1
Senden / Empfangen Parametriergerät	< 0,1
Selbsttest	< 3

Tabelle 7.3 Richtwerte für die Auslastung des
MZR-Hauptprozessors (V25)

7.2.3 Arithmetik- und Hilfsprozeduren

Für die Durchführung aller Berechnungen wurde aus Gründen der Sicherheit und Prüfbarkeit ein minimaler Umfang von Arithmetik-Prozeduren angestrebt. Im MZR stehen daher ausschließlich die in Anhang E beschriebenen Prozeduren zur Verfügung, die eine einfache Gleitkomma-Arithmetik erlauben. Implementiert wurde der IEEE-kompatible Datentyp SHORT REAL /7.7/.

Allen Tasks des MZR stehen Hilfsprozeduren zur Verfügung, von denen die wesentlichen nachfolgend aufgeführt werden. Von der Implementierung taskspezifischer Prozeduren wurde aus Gründen der Sicherheit und Prüfbarkeit abgesehen.

Fehler anzeigen

Diese Prozedur wird zur Ausgabe eines Fehlercodes verwendet, wenn Fehlfunktionen des Relais erkannt wurden, die keine weitere fehlerfreie Ausführung von Schutzfunktionen erwarten lassen. Hierzu wird auf der Funktionsanzeige die Kennzahl 99 dargestellt, in der Wertanzeige erscheint die Kennzahl des festgestellten Fehlers, welche der Prozedur übergeben werden muß. Die Prozedur "Fehler anzeigen" unterbricht die normale Funktion des Relais und wartet auf einen Tastendruck.

Uhrzeit holen

liefert die MZR-interne Uhrzeit in Millisekunden, Minuten, Stunden, Tag des Monats, Monat und Jahr.

Adresse berechnen

liefert die physikalische Adresse, die aus einem Segment- und einem Offsetwert gebildet wird. Sie wird für die Zeigerverwaltung des Ringspeichers benötigt.

7.3 Digitales Filter

Dem MZR werden innerhalb der Stationsleittechnik Aufgaben der Betriebsmeßtechnik zugewiesen. Wie in Kapitel 3 nachgewiesen wurde, muß zur Einhaltung der zulässigen Fehlergrenzen hierbei die Oberschwingungsbelastung berücksichtigt werden. Somit muß die Grenzfrequenz der Antialiasing-Filter oberhalb der 13. Oberschwingung liegen.

Der implementierte schnelle Algorithmus zur Impedanzbestimmung benötigt jedoch sinusförmige und gleichanteilfreie Meßsignale /1.16/, /4.7/. Diese werden im MZR aus den Netzspannungen und -strömen mittels digitaler Filter erzeugt.

Gemäß /7.7, 7.8 bis 7.10/ erweist sich für die genaue Impedanzbestimmung in der elektrischen Energieversorgung eine Filterapproximation nach dem Frequenzabtastverfahren /7.11/ als besonders geeignet. Es bietet die Möglichkeit, den Betragsverlauf an definierten Stellen des Signalspektrums exakt vorauszubestimmen. Hiermit kann der Fehlereinfluß von Oberschwingungen und Gleichteilen /4.7/ auf den verwendeten Algorithmus zur Impedanzbestimmung weitestgehend eliminiert werden. Bei der Abtastfrequenz des

MZR von 1600 Hz werden mit dem digitalen Filter Gleichanteil und Oberschwingungen bis zur 15. Ordnung unterdrückt. Die hohe Rechenleistung des verwendeten Signalprozessors TMS32010 ermöglicht die Realisierung eines FIR-Filters der Struktur nach Bild 7.2. Die 32 Koeffizienten des Filters sind in Tabelle 7.4 aufgeführt.

Bei Filtern dieses Typs hängt die Ausgangszahlenfolge ausschließlich von der Eingangszahlenfolge und nicht von Werten der Ausgangszahlenfolge selbst ab. Der Frequenzgang des realisierten Filters ist in Bild 7.3 dargestellt. Man erkennt die ideale Unterdrückung des Gleichanteils und aller Oberschwingungen bis zur 15. Oberschwingung.

Für das Filter besteht ein direkter Zusammenhang zwischen Abtastfrequenz und Filterordnung, der dazu führt, daß die Laufzeit des Signals durch das Filter immer eine ganze Periode der Netzfrequenz beträgt (vgl./7.12/, /7.13/).

Die Software des Signalprozessors wurde so strukturiert, daß das digitale Filter und die nachfolgende Impedanzbestimmung vollständig voneinander getrennt sind. Hierdurch können in nachfolgenden Untersuchungen unterschiedliche Kombinationen von Filter und Algorithmus zur Impedanzbestimmung einfach realisiert werden.

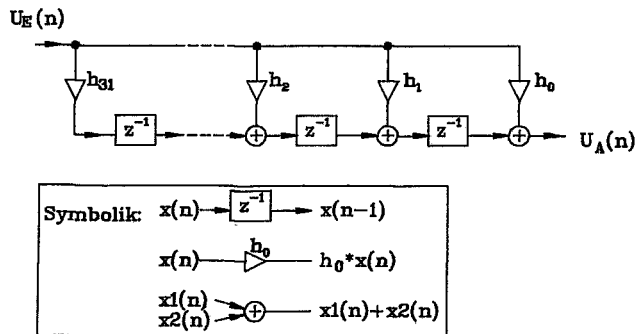


Bild 7.2 Struktur des digitalen Filters im MZR-Z

$h(0) =$	$-h(15) =$	$-h(16) =$	$h(31) =$	$-0,06219904$
$h(1) =$	$-h(14) =$	$-h(17) =$	$h(30) =$	$-0,05980877$
$h(2) =$	$-h(13) =$	$-h(18) =$	$h(29) =$	$-0,05512007$
$h(3) =$	$-h(12) =$	$-h(19) =$	$h(28) =$	$-0,04831315$
$h(4) =$	$-h(11) =$	$-h(20) =$	$h(27) =$	$-0,03964958$
$h(5) =$	$-h(10) =$	$-h(21) =$	$h(26) =$	$-0,02946229$
$h(6) =$	$-h(9) =$	$-h(22) =$	$h(25) =$	$-0,01814279$
$h(7) =$	$-h(8) =$	$-h(23) =$	$h(24) =$	$-0,00612607$

Tabelle 7.4 Koeffizienten des implementierten FIR-Filters

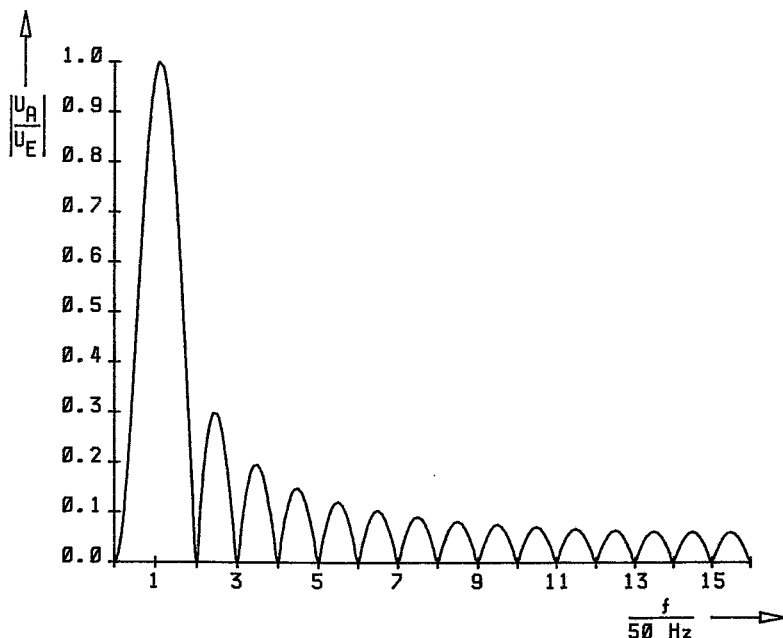


Bild 7.3 Amplitudengang des verwendeten digitalen Filters

7.4 Betriebsmeßtechnik

Die Erfassung, Aufbereitung und Übertragung von Betriebsmeßwerten wird in konventionell ausgerüsteten Netzstationen von der Betriebsmeßtechnik und der Fernwirktechnik durchgeführt. Die MZR übernehmen in Stationsleitsystemen /2.3/ auch die Betriebsmeß-

technik in funktionaler Erweiterung gegenüber konventionellen Schutzrelais. Die Erfassung von Betriebsmeßwerten mit dem MZR ist für den Normalbetrieb des Netzes ausgelegt und beschreibt somit Ströme zwischen 0 und $1,2 \cdot I_n$ sowie Spannungen zwischen 0,8 und $1,2 \cdot U_n$. Bei Netzen mit freiem Sternpunkt oder Erdschlußlöschung wird der Spannungsbereich auf den Grenzwert $1,2 \cdot \sqrt{3} \cdot U_n$ erweitert. Zusätzlich wird hier über die Spannungsmessung eine Erdschlußerkennung ausgeführt.

Für die Betriebsmeßwerterfassung werden aus den Abtastwerten der A/D-Wandler, die auch für die Schutzfunktion des MZR verwendet werden, Effektivwerte berechnet (s. Abschnitte 7.2.2 und 7.4). Die Aktivierung der Betriebsmeßtask erfolgt zyklisch alle 160 ms.

Die Betriebsmeßwerte können

- über die Einstell- und Anzeigeeinheit des MZR abgerufen und angezeigt werden oder
- über die serielle Datenverbindung zum Datenkonzentrator und von dort an die übergeordnete Netzleitebene übermittelt werden.

In der Überstromschutzversion des MZR (MZR-I) wird zusätzlich das thermische Abbild nach Abschnitt 4.5 berechnet.

7.5 Parametrierung

7.5.1 Parametrierung über die Einstell- und Anzeigeeinheit

Zu Prüfungsvorgängen und in speziellen Situationen kann das MZR vollständig über die vorhandene einfache Einstell- und Anzeigeeinheit parametrierung werden. Hierzu ist die Liste nach Anhang D erforderlich, in der die den jeweiligen Parametrierwerten zugeordneten Funktionsnummern aufgeführt sind. Die Parametrierung ist erst nach Bedienen eines Schlüsselschalters an der Einstell- und Anzeigeeinheit möglich, um unbefugte oder unbeabsichtigte Parametrierungen zu vermeiden. Der Parametriervorgang ist MZR-intern in zwei Funktionsgruppen unterteilt:

- a) Modifizieren der Einstellwerte
- b) Übernahme der modifizierten Einstellwerte

Während der Modifikation der Einstellwerte arbeitet das MZR mit dem alten Parametrierdatensatz weiter. Hierzu werden die modifizierten Einstellwerte in einem gesonderten Bereich des Datenspeichers (RAM) gehalten. Nach Beendigung der Modifikation können die neu eingestellten Parametrierwerte vom MZR übernommen werden. Hierzu wird wie folgt vorgegangen:

- Aussetzen der Schutzfunktion
- Berechnung der Sicherungsdaten (CRC-Check)
- Ersatz der alten Parametrierwerte und der alten Sicherungsdaten durch die neuen Parametrierwerte und die neuen Sicherungsdaten
- Neuinitialisierung der Schutzfunktion

Zum Ersatz der alten Parametrierwerte und Sicherungsdaten wird der Inhalt des o.g. gesonderten Datenspeicherbereichs in Permanentpeicher (EEPROM) des MZR übertragen. Dieser Vorgang nimmt ca. 20 ms in Anspruch.

7.5.2 Parametrierung über tragbaren Personalcomputer

Die einfache Parametrierung des MZR wird über einen tragbaren Personalcomputer vorgenommen. Hierzu wurde für IBM-kompatible Rechner mit dem Betriebssystem MS-DOS ein Programmsystem entwickelt, das bei der Parametrierung dem Bediener ausreichende Unterstützungen bietet und die Kenntnis zusätzlicher Listen (Anhang D) vollständig ersetzt. Sämtliche Parametrierdaten werden mit zugehörigen Einheiten auf dem Bildschirm direkt angezeigt. Die Bildschirmmasken zur Editierung der Parametrierdaten für die drei MZR-Typen MZR-I, MZR-Z und MZR-D sind in den Bildern 7.4 bis 7.6 dargestellt.

Der Parametriervorgang über tragbare Personalcomputer ist MZR-intern in drei Funktionsgruppen unterteilt:

- a) Erstellung oder modifizieren von Parametrierdatensätzen,

Anlage einer Diskettendatei

- b) Lesen der aktuellen Parametrierdaten des MZR und Vergleich mit Diskettendatei
- c) Übernahme der Einstellwerte vom Personalcomputer durch das MZR

Die Erstellung oder Modifikation der Parametrierdaten kann völlig getrennt vom MZR auf einem Personalcomputer erfolgen. Über geeignete Programmschnittstellen können hierbei Einstellwerte eingebracht werden, die mit Programmsystemen zur rechnerunterstützten Ermittlung von Relaiseinstellwerten ermittelt wurden.

Für jedes im Netz verwendete MZR wird eine eigene Parametrierdaten-Datei angelegt, die den vollständigen Parametrierdatensatz eines MZR beinhaltet. Die Datei-Kennung für die Parametrierdaten wird genau wie bei den Störungsdateien (s. Kapitel 5) über Relaisart, Stationsname, Feldname und Datum vorgenommen.

Zum Parametriervorgang muß der tragbare Personalcomputer über ein Datenkabel mit dem MZR verbunden werden. Zuerst werden die aktuellen Parametrierdaten des MZR gelesen. Danach wird analysiert, ob sich für das betreffende MZR ein Parametrierdatensatz auf Diskette befindet. Abweichungen zwischen den Parametrierdaten des MZR und den Disketteninformationen werden gemeldet. Bei Bedarf können mit Hilfe eines Bildschirm-Editors die Parametrierdaten modifiziert werden.

Während der Modifikation der Einstellwerte arbeitet das MZR mit dem alten Parametrierdatensatz weiter. Nach Beendigung der Modifikation können die neu eingestellten Parametrierwerte vom MZR übernommen werden. Hierzu werden die neuen Parametrierdaten über die vorhandene Datenverbindung in einen gesonderten Datenspeicherbereich des MZR geladen. Danach folgt der eigentliche Parametriervorgang, der wie im Absatz 7.5.1 "Parametrierung über die Einstell- und Anzeigeeinheit" durchgeführt wird.

Parametrierung über Stationsleitrechner

In Stationsleitsystemen kann das MZR auch über den Stationsrechner parametrierbar werden. Alle erforderlichen Hard- und Software-ausrüstungen sind bereits vorhanden. Ausführungen zur grundsätzlichen Vorgehensweise sind in Kapitel 3.6 beschrieben.

Station : UW-Bostel			Feld : Umsp. 101	
Version : UMZ/AMZ-Schutz			Feldelement : 1	
Nennspg. prim.	[V]:	Störschreiber	:
Nennspg. sek.	[V]:	Verkehr mit DK	:
Nennstrom prim.	[A]:	Kurz-Unterbr. (KU)	:
Nennstrom sek.	[A]:	RISA	:
KU-Abschaltzeit	[ms]:	KU-Sperrzeit	[ms]:	
KU-Pausenzeit	[ms]:	LS-Eigenzeit	[ms]:	
Nennstrom Inenn	[A]:	Abschaltzeit ta	[ms]:	
Schwellstrom	[%]:	tmin	[ms]:	
AMZ-Strom	[%]:	Tau (therm.)	[s]:	
Grenzstrom	[%]:	RISA ta (Sperr.)	[ms]:	
		RISA Richtung	:

Bild 7.4 Bildschirmmaske mit Parametrierdaten für das MZR-I Überstromschutz

Station : UW-Bostel			Feld : Umsp. 101		
Version : Impedanzschutz			Feldelement : 1		
Nennspg. prim.	[V]:	Störschreiber	:	
Nennspg. sek.	[V]:	Verkehr mit DK	:	
Nennstrom prim.	[A]:	Kurz-Unterbr. (KU)	:	
Nennstrom sek.	[A]:				
KU-Abschaltzeit	[ms]:	KU-Sperrzeit	[ms]:		
KU-Pausenzeit	[ms]:	LS-Eigenzeit	[ms]:		
Summenstromanr.	[%]:	Richtung der 4. Stufe:		
ÜgSt. rel. z. St1	[%]: ...	Sternpunkt	:	
		Stufe 1	Stufe 2	Stufe 3	Stufe 4
		Stufe 5			
Auslösezeit	[s]:
Reaktanz X	[Ω]:
Resistanz R	[Ω]:
Betrag (k0)	:
Phase (k0)	[Grad]:
Lichtbogenres.	[Ω]:

Bild 7.5 Bildschirmmaske mit Parametrierdaten für das MZR-Z Distanzschutz

Station : UW-Bostel		Feld : Umsp. 101	
Version : Differentialschutz		Feldelement : 1	
Nennleistung	[MVA]:	Störschreiber	:
Schaltgruppe	:	Verkehr mit DK	:
Wicklung 1		Wicklung 2	
Nennspannung	[kV]:		
Nennstrom prim.	[A]:		
Nennstrom sek.	[A]:		
ΔI (ID = 0)	[%]:	Rushstab ab Δm	[%]:
ΔI (ID = 5 In)	[%]:	Rushstab: ΔI(Δm=1)	[%]:
ΔI (ID = 10 In)	[%]:		

Bild 7.6 Bildschirmmaske mit Parametrierdaten für das MZR-D Differentialschutz

8 Testmethoden, Labor- und Feldversuche

Die Funktion von Hard- und Software des MZR wurde mit verschiedenen Methoden erprobt. Im Rahmen der Entwicklungsarbeiten ist die Erprobung allein im Feldeinsatz jedoch nicht ausreichend, da verschiedene Besonderheiten zu beachten sind:

- Werden im Feldversuch nur natürliche Netzfehler zur Funktionsanalyse verwendet, ist wegen der Seltenheit /1.1/ und Unvorhersehbarkeit von Ort und Art dieser Fehler von langdauernden Prüfungszeiträumen auszugehen.
- Das Herbeiführen "künstlicher" Netzfehler ist in Vorbereitung und Durchführung aufwendig. In der Regel können derartige Versuche nur in Netzbereichen durchgeführt werden, die nicht der Kundenversorgung dienen (Stichleitungen).
- Die Variation von Fehlerkonditionen ist im erforderlichen Umfang nicht durchführbar.
- Für den Test sind häufig umfangreiche zusätzliche Meßeinrichtungen erforderlich, deren Meßgenauigkeit nur unter Laborbedingungen garantiert werden kann.

Nachfolgend werden exemplarisch die Testmethoden für die Impedanzschutzversion des MZR dargestellt, da hierfür die umfangreichsten Simulationen für das Netz- und MZR-Verhalten durchgeführt wurden. Die Methodik bei der Untersuchung anderer Schutzverfahren erfolgte analog zu der nachfolgend genannten Vorgehensweise.

Die MZR-Impedanzschutzversion (MZR-Z) wurde in einem fünfstufigen Prüfverfahren untersucht:

1. Schutzfunktionsspezifische Algorithmen des MZR werden vor Realisierung mit einem Mikroprozessor-Programm
 - a) mit einem geeigneten Simulationsprogramm nachgebildet und
 - b) mit simulierten oder gespeicherten Datensätzen überprüft.Die Aufgaben a) und b) und die Datensatzgenerierung konnten mit dem Elektromagnetischen-Transienten-Programm (EMTP) /8.1/, /8.2/ durchgeführt werden.
2. Umsetzung und Test der Schutzalgorithmen mit speziellen Entwicklungssystemen.

3. Analyse des stationären MZR-Meßverhaltens (Gesamtsystem) mit einem 50-Hz-Drehstrom-Prüfsystem. Hierzu wurde das Relaisprüfgerät ZERA REL-3520 verwendet.
4. Analyse des transienten und stationären MZR-Meßverhaltens mit einem Netzsimulator nach /8.3/ oder /8.4/. Hierzu wurden u.a. die unter 1 genannten Datensätze verwendet.
5. Feldversuche

8.1 Simulation des verwendeten Impedanzschutzalgorithmus mit dem Elektromagnetischen-Transienten-Programm (EMTP)

Von besonderem Interesse bei dem Entwurf der MZR-Programme zur Durchführung von Schutzaufgaben sind neben Rechenzeit-, Speicherplatzbedarf und Meßverhalten bei stationären Meßsignalen auch das Meßverhalten bei transienten Meßsignalen: Bei gewünschter kurzer Auslösezeit des MZR muß der Auslöseentscheid bereits unter Verwendung transients Meßsignale getroffen werden.

In den Simulationsrechnungen werden die Bereiche **transientes Netzverhalten** und **transientes Meßverhalten** des MZR eindeutig voneinander getrennt, um nicht durch spezielle Kombinationen von Netzverhalten und Meßverhalten zu Beurteilungen zu gelangen, die keinen allgemeingültigen Charakter haben.

Wegen der neuartigen Kombination von digitalen Filtern und Impedanzbestimmungsalgorithmus wurden für das MZR-Z der zeit- und fehlerartabhängige Impedanzverlauf nach Eintritt des Kurzschlusses sowie die Impedanzen nach Abklingen aller durch einen Kurzschluß verursachten Ausgleichsvorgänge analysiert.

Ziel der durchgeführten Simulationsrechnungen war es, möglichst aussagekräftige, grafisch aufbereitete Ergebnisse zu erhalten, mit denen das MZR-Z-Meßverhalten bei verschiedenen Netztopologien, Sternpunktbehandlungen und Fehlerarten beurteilt werden kann. Die Untersuchungen wurden mit dem Elektromagnetischen-Transienten-Programm "EMTP" /8.1/, /8.2/ auf den Rechenanlagen des Regionalen Rechenzentrums der Universität Hannover (RRZN) und einem IBM-AT-kompatiblen Rechner mit dem Mikroprozessor 80386 /8.5/ durchgeführt. Das verwendete Netz entspricht einem realen Mittelspannungsnetz und ist in Anhang A beschrieben.

8.1.1.1 EMTP-Nachbildung des MZR-Systemverhaltens

Die Vorgehensweise bei der Simulation des MZR-Z-Meßverhaltens soll anhand des Bildes 8.1 erläutert werden. In einem ersten Simulationsrechenlauf wird das Netzverhalten untersucht. An einem ausgewählten Ort des im Anhang A beschriebenen Modellnetzes nach Bild A.1 wird zu einem vorgegebenen Zeitpunkt ein Kurzschluß simuliert. Für einen anderen Ort, den vorgesehenen Relais-Einbaupunkt, werden Leiterströme und Sternpunktspannungen berechnet. Die Ergebnisse aller Rechenschritte werden in einer Zwischendatei A gespeichert.

In einem automatisch folgenden zweiten Rechenlauf werden die MZR-interne Bildung der Eingangsgrößen und die digitalen Filter (s. Bild 4.3) simuliert. Dabei werden die in Kapitel 7.3 beschriebenen FIR-Filter verwendet. Das nachträgliche Wiedereinlesen der von EMTP berechneten Daten ist erforderlich, da die EMTP-Netzsimulation mit einer Rechenschrittweite von $12,5 \mu\text{s}$ arbeiten muß, das MZR jedoch mit einem Abtastintervallbreite von $625 \mu\text{s}$. Zur Nachbildung des MZR-Verhaltens benutzt das mit dem EMTP-Programmpaket TACS realisierte Filter deshalb nur jeden 50. Zahlenwert aus der EMTP-Netzwerkberechnung.

In der Filter-Programmroutine werden zunächst die für die Impedanzbestimmung notwendigen Zähler- und Nennerterme berechnet. Diese Berechnungen entsprechen der Funktion des Blockes "Umrechnung der Abtastwerte" in Bild 4.2 im Signalprozessor-Programm. Anschließend erfolgt die digitale Filterung aller 12 Terme nach Bild 4.2. Die gefilterten Größen sowie die ungefilterten Eingangsgrößen werden in die Zwischendatei B geschrieben.

In einem dritten Rechengang erfolgt die Simulation der MZR-Z-Impedanzberechnung mit anschließender Generierung der Plotdatei. Die Abtastwerte der gefilterten Meßsignale werden aus der Zwischendatei B gelesen. Nach der LOBOS-A4-Methode werden die sechs Impedanzen gemäß den Gleichungen (4.9 bis 4.14) berechnet.

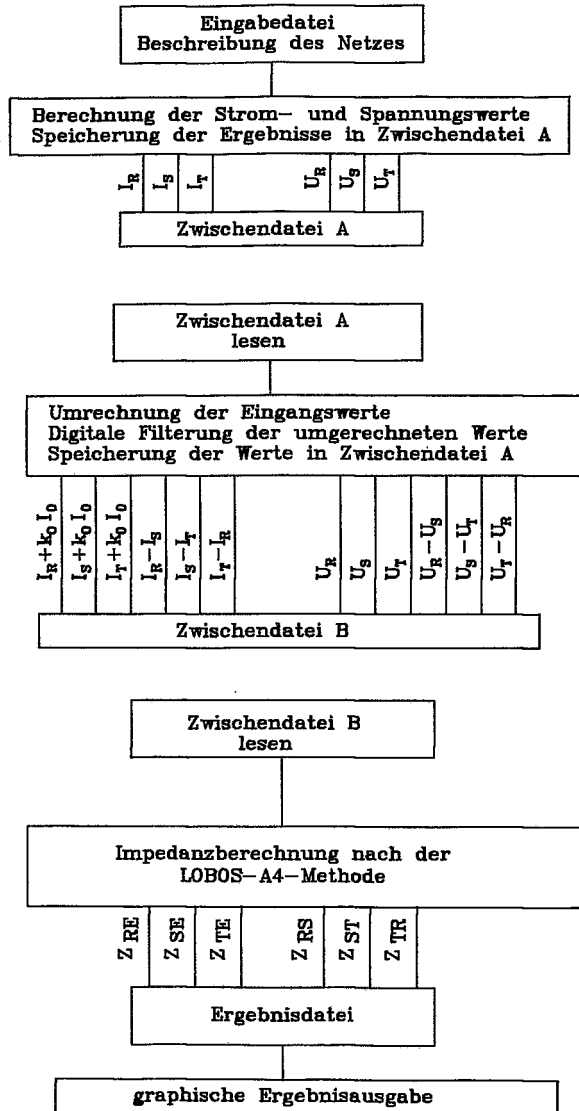


Bild 8.1 Funktionsablauf der Nachbildung des MZR-Z-Systemverhaltens mit dem Programm "EMTP"

Folgende Einflußfaktoren auf die Genauigkeit der Impedanzberechnung wurden im Rahmen der durchgeführten grundlegenden Simulationsrechnungen nicht eingehender untersucht:

- Netzfehler sind häufig Fehler mit Lichtbogen. Die Impedanz des Lichtbogens ist abhängig von dessen Brennlänge und kann in weitem Bereich variieren. Der Lichtbogen beeinflusst im wesentlichen den resistiven Anteil der Fehlerimpedanz /8.6/. Im MZR wird durch geeignete Kennlinienwahl eine ausreichende "Lichtbogenreserve" erreicht (Bild 4.6).
- In erdschlußkompensierten Netzen können Doppelerdschlüsse auftreten. Das MZR bestimmt den näheren Fehlerfußpunkt.

8.1.2 Simulationsergebnisse für verschiedene Kurzschlußarten

Das Verhalten des MZR-Z-Algorithmus zur Impedanzbestimmung wurde für folgende Fehlerarten analysiert:

- 3-poliger Kurzschluß
- 1-poliger Fehler mit Erdberührung
Erdschluß und Erdkurzschluß
- 2-poliger Kurzschluß ohne Erdberührung
- 2-poliger Kurzschluß mit Erdberührung
bei gleichem Fehlerfußpunkt
- Doppelerdschluß

In den Simulationsrechnungen wurden die in Tabelle 8.1 zusammengestellten Einflußparameter verwendet. Exemplarisch für die durchgeführten Untersuchungen werden nachfolgend Ergebnisse mit der Parameterkombination b nach Tabelle 8.1 dargestellt.

Die für die Parameterkombination a nach Tabelle 8.1 am Meßort "MEIZ" in Richtung der Leitung nach "WASS" gemessenen Impedanzen betragen:

fehlerfreier Fall	$68,13 \, \Omega + j \, 56,00 \, \Omega$
Fehlerort "WASS"	$2,00 \, \Omega + j \, 2,23 \, \Omega$

	a	b	c
Sternpunkt	E.-Spule	E.-Spule	wirksam geerdet
Zusatzlast	-	10 MVA, $\cos\varphi=0,8$ an SS OST2	-
Zusatzkabel	-	3 * 34 μF an SS MEIZ	-
Schaltzustand	Ring geschlossen		
Kurzschlußort	Sammelschiene "WASS"		
Kurzschlußzeit	45 ms nach Rechenbeginn		
Lichtbogen	$R_B = 0 \Omega$		
Meßort	Sammelschiene "MEIZ"		

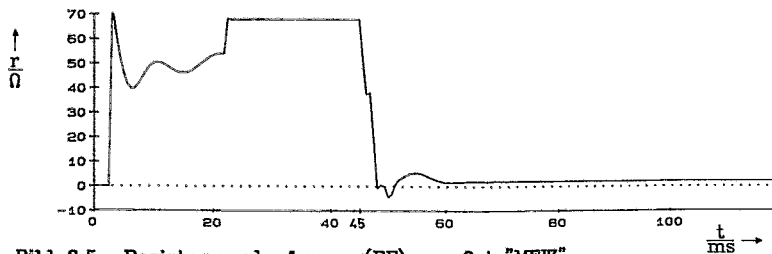
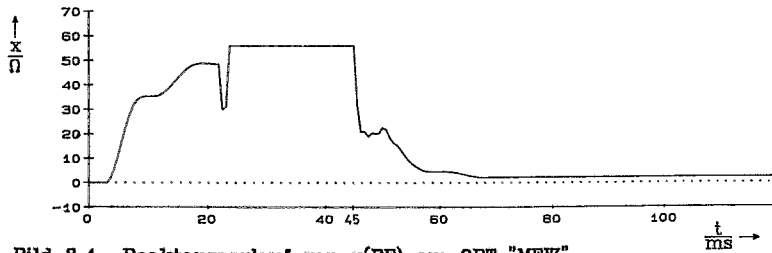
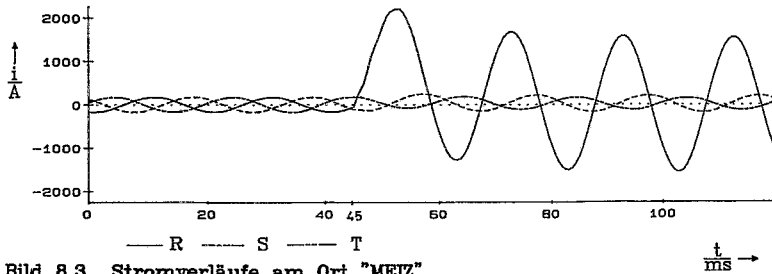
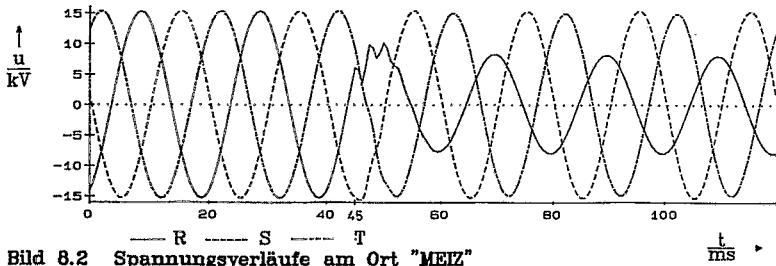
Tabelle 8.1 Parameter der Simulationsrechnungen zur Ermittlung stationärer und transientser Netzzimpedanzen

Exemplarisch für die durchgeführten Untersuchungen werden Ergebnisse für einen Erdkurzschluß und einen Doppelerdschluß dargestellt. Der Erdkurzschluß zählt zu den häufigsten Fehlerarten, der Doppelerdschluß zu den unangenehmsten, da er mit hohen Überspannungen und Fehlerströmen verbunden ist, von denen Gefahren für Personen und Anlagen ausgehen können.

Erdkurzschluß

Erdkurzschluß nach $t = 45 \text{ ms}$ am Ort "WASS" (s. Anhang A)

Die Strom- und Spannungskurven in den Bildern 8.2 und 8.3 befinden sich 1 ms nach Simulationsbeginn im eingeschwungenen Zustand. Die für den fehlerfreien Betrieb errechneten Reaktanz- und Resistanzverläufe der fehlerortbeschreibenden Impedanz Z_{RE} (Bilder 8.4 und 8.5) gehen nach ca. 23 ms in den stationären Verlauf über. Diese Zeit wird für das vollständige Einschwingen der nachgebildeten Kombination aus digitalem Filter und Algorithmus zur Impedanzbestimmung benötigt. Mit Fehlereintritt zur Zeit $t = 45 \text{ ms}$ tritt ein Übergangsvorang im Impedanzverlauf ein, der nach ca. 25 ms abgeklungen ist.



Bilder 8.2 - 8.5: Erdkurzschluß des Leiters R (RE)
am Ort "WASS" nach $t = 45$ ms
Netz nach Tabelle 8.1, c

Doppelerdschluß

Erdschluß nach $t = 45 \text{ ms}$ am Ort "WASS" (s. Anhang A), Übergang zum Doppelerdschluß mit zusätzlichen Fehler am Ort "OST2" nach $t = 52.5 \text{ ms}$.

Die Strom- und Spannungskurven in den Bildern 8.6 und 8.7 befinden sich 1 ms nach Simulationsbeginn im eingeschwungenen Zustand. Die für den fehlerfreien Betrieb errechneten Reaktanz- und Resistanzverläufe der fehlerortbeschreibenden Impedanz Z_{RS} in den Bildern 8.8 und 8.9 geht nach ca. 23 ms in den stationären Verlauf über. Diese Zeit wird für das vollständige Einschwingen der nachgebildeten Kombination aus digitalem Filter und Algorithmus zur Impedanzbestimmung benötigt.

Mit Fehlereintritt zur Zeit $t = 45 \text{ ms}$ tritt ein Übergangsvorgang in den Reaktanz- und Resistanzverläufen ein. Dieser ist ca. 25 ms nach Eintritt des Doppelerdschluß abgeklungen.

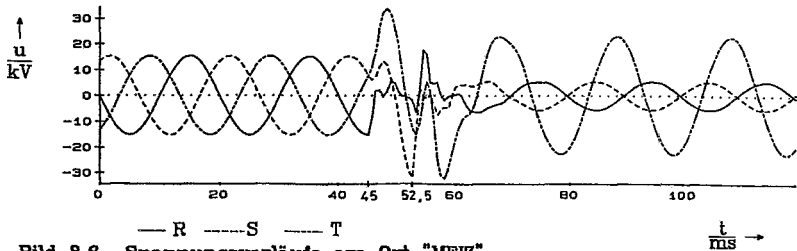


Bild 8.6 Spannungsverläufe am Ort "MEIZ"

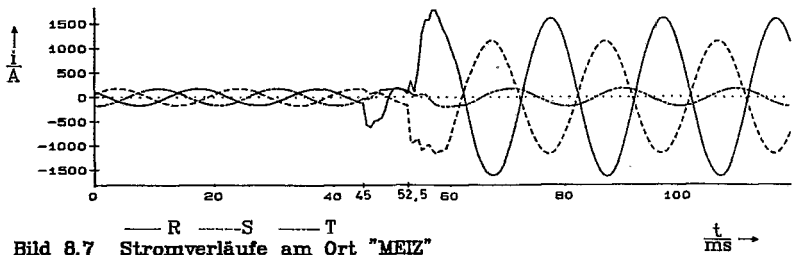


Bild 8.7 Stromverläufe am Ort "MEIZ"

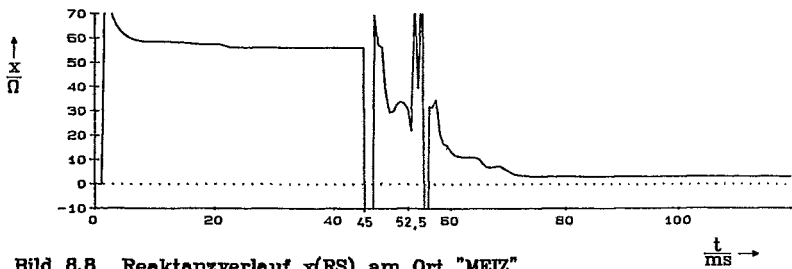


Bild 8.8 Reaktanzverlauf $x(RS)$ am Ort "MEIZ"

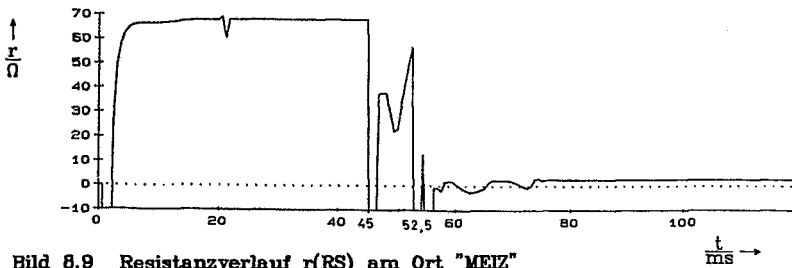


Bild 8.9 Resistanzverlauf $r(RS)$ am Ort "MEIZ"

Bilder 8.6 - 8.9 Doppelerdschluß Leiter R und Leiter S (RS)
Fehler R am Ort "WASS" nach $t = 45$ ms,
Fehler S am Ort "OST2" nach $t = 52,5$ ms
Netz nach Tabelle 8.1, c

8.1.3 Auswertung der Rechenergebnisse

Die durchgeführten Simulationsrechnungen zeigen, daß nach Eintritt des Fehlerfalls in Abhängigkeit von der jeweiligen Fehlerart bei den ermittelten Impedanzverläufen ein unterschiedlich langer transienter Übergangszustand auftritt. Die Dauer des transienten Zustandes wird sowohl durch Netzparameter als auch durch die Rechenvorschriften zur Impedanzbestimmung beeinflusst. Sie beträgt für die z.Z. implementierte Rechenvorschrift (Kombination von digitalem Filter und Impedanzbestimmung) ca. 23 ms (s. Bilder 8.4, 8.5 und 8.8, 8.9). Nach weiteren 4 ms sind die Impedanzverläufe stationär und können zur Beurteilung von Fehlerart und -ort verwendet werden. Hierfür werden im MZR etwa 8 ms benötigt. Die mit der gewählten Kombination von digitalem Filter und Impedanzbestimmung realisierbare Schnellzeit des MZR von 35 ms entspricht damit den Anforderungen für den Schutz von Mittelspannungsnetzen.

Die Ergebnisse der Untersuchungen können wie folgt zusammengefaßt werden:

- a) Die digitale Meßgrößenverarbeitung des MZR-Z läßt sich im Simulationsprogramm vollständig nachbilden.
- b) Das gewählte digitale Filter beseitigt den für das LOBOS-A4-Verfahren kritischen Gleichanteil.
- c) In Verbindung mit dem realisierten digitalen Filter kann das LOBOS-A4-Verfahren auch bei hoher Oberschwingungsbelastung verwendet werden.
- d) Das MZR-Z benötigt ca. 35 ms, um einen Auslöseentscheid zu treffen, für den der Fehler der Impedanzbestimmung 5% nicht überschreitet.
- e) Aufgrund der Untersuchungen konnte ein Mustererkennungsverfahren zur Impedanzauswahl entwickelt und verifiziert werden.
- f) Die im Anhang B bestimmten stationären Impedanzwerte werden durch die Simulationsrechnungen bestätigt.

8.2 Labor- und Feldversuche

Laborversuche

Bei allen Prüfungen des Auslöseverhaltens wurden die MZR einschließlich der erforderlichen Eingangswandler untersucht, deren Nenneingangswerte 1 A und 100 V / $\sqrt{3}$ betragen. In den Laborversuchen wurden je nach MZR-Type unterschiedliche Meßsysteme eingesetzt:

- a) Signalquelle zur Generierung stationärer Meßsignale,
Relaisprüfgerät ZERA REL-3520

Hiermit wurde das stationäre MZR-Meßverhalten des MZR-I und MZR-Z analysiert. Die Grenzwerte dieser Signalquelle betragen:

$$\begin{aligned}U_{\max} &= 100 \text{ V} \\I_{\max} &= 10 \text{ A}\end{aligned}$$

- b) Relaisprüfsystem "Netzsimulator" nach /8.3/
Der Netzsimulator besteht im wesentlichen aus drei Komponenten:

b1) Steuerrechner

mit Digital-Analog-Umsetzern zur Generierung der Prüfsignalverläufe. Vor Beginn des Simulationslaufes werden die benötigten Datensätze

- auf dem Steuerrechner generiert oder
- mittels Datenträger übernommen.

b2) Stromverstärker:

Anzahl der Kanäle	4
maximaler Dauerausgangsstrom	$\pm 30 \text{ A}$
Frequenzgang	0 ... 15 kHz

b3) Spannungsverstärker:

Anzahl der Kanäle	3
maximale Dauerausgangsspannung	$\pm 350 \text{ V}$
Frequenzgang	0 ... 25 kHz

Mit der Signalquelle nach b) (Netzsimulator) wurde das transiente und stationäre MZR-Z-Meßverhalten analysiert.

Analyse der Oberschwingungsfestigkeit des MZR-Z

Hierzu wurden Datensätze generiert, deren Amplituden den Oberschwingungsspannungen und -strömen den Meßergebnissen nach /2.23/ entsprachen (Klirrfaktor der Spannung 10%, des Stromes 25%).

Analyse des transienten Meßverhaltens des MZR-Z

Mit den Datensätzen aus den Simulationsrechnungen nach Abschnitt 8.1.2, denen das Modellnetz nach Anhang A zugrunde liegt, wurden Prüfsignale für das MZR-Z generiert.

c) Labortransformatoren (Drei-Schenkel-Kern)

Hiermit wurde das Auslöseverhalten des MZR-Z analysiert.

Die Nennleistung der Labortransformatoren beträgt 1,2 kVA und 7 kVA.

In allen Prüfungen konnten die MZR-Erweiterungen gegenüber konventionellen Relais vorteilhaft genutzt werden: Neben den Auslösezeiten (extern meßbar) wurden auch die vom MZR ermittelten Meßgrößen, wie z.B. Effektivwerte, Impedanzen, 2. Oberschwingung, über die Einstell- und Anzeigeeinheit des MZR abgelesen und mit den Sollwerten verglichen. Parallel hierzu wurden die von den MZR generierten Störungsaufzeichnungen sowie die im MZR gespeicherten Anrege- und Auslösezeiten mit den Prüfsignalverläufen verglichen.

Die Ergebnisse der Laborversuche lassen sich wie folgt zusammenfassen:

1. Fehlergrenzen

- Betriebsmessungen (MZR-Z, MZR-I)
vom zugehörigen Nennwert: $\pm 2\%$
- Auslösezeit in Staffelstufen: $\pm 2 \text{ ms}$
- Impedanzbestimmungen
für $I \geq 0,7 \cdot I_n$ und
 $U \geq 0,05 \cdot U_n$:
bezogen auf Grenzwerte
in Tabelle 3.3 $\pm 5\%$

- Zusatzfehler durch
Oberschwingungen (bis 15. OS)
(MZR ohne Antialiasing-Filter): $\leq 1\%$

2. Schnellzeiten

MZR-Z (typisch):	45 ms
MZR-I ("):	35 ms
MZR-D (abhängig von Fehlerart):	35 ms

Zur Verbesserung der Meßgenauigkeit müßte der Schaltungsaufbau der Platine zur Analogdatenerfassung anstatt in labormäßiger WIRE-WRAP-Technik in gedruckter Schaltungstechnik ausgeführt werden.

Feldversuche

Die Nachbildung charakteristischer Störungsumgebungen, wie sie in Mittelspannungs-Schaltstationen anzutreffen sind, ist unter Laborbedingungen kaum zu erreichen. Das MZR-Z wurde deshalb im Rahmen von Feldversuchen direkt in Mittelspannungsschaltstationen eingesetzt /8.7/, /8.8/. Die Aufstellung erfolgte vor der Schaltzellentür. Im Versuch nach /8.8/ wurden regelmäßig Schaltmaßnahmen durchgeführt. Ziel der Untersuchungen war die Klärung folgender Fragen:

- Elektromagnetische Beeinflußbarkeit (EMC) des MZR
- Datenaustausch zwischen MZR und Datenkonzentrator

Innerhalb der Versuchszeiten traten keine Netzfehler auf.
Die Ergebnisse lassen sich wie folgt zusammenfassen:

- innerhalb der Versuchszeiten traten keine EMC-Probleme auf
- der Datenaustausch mit dem Stationsleitsystem und die Zeitsynchronisation erfolgten ordnungsgemäß

9 Ausblick

Zukünftige Entwicklungen der Schutztechnik werden sich in zwei Bereichen vollziehen:

1. Auf dem Gebiet der Halbleitertechnik werden auch weiterhin **zunehmende Integrationsdichten und ansteigende Leistungen** bei eingesetzten Prozessoren und sonstigen integrierten Schaltkreisen erreicht werden. Diese Trendextrapolation läßt sich daran verdeutlichen, daß in den vergangenen 15 Jahren alle 5 Jahre
 - a) die Rechenleistung der Prozessoren verzehnfachte wurde und
 - b) gleichzeitig der Preis für die Prozessoren auf ein Zehntel des Ausgangswertes fiel.
2. Die Zunahme der Rechenleistung wird die Möglichkeit schaffen, komplexere Rechenvorschriften implementieren zu können, mit denen schnell genaue Schutzentscheide getroffen werden können.

Mit der Verfügbarkeit hochintegrierter Mikrocomputer-ICs und leistungsfähiger Signalprozessoren kann die Realisierung zukünftiger Schutzrelais aus verschiedenen Gründen verbessert werden:

- genauere Ergebnisse können über algorithmisch aufwendigere Lösungswege erzielt werden
- leistungsfähige Hochsprachen können in allen Programmbereichen der Schutzrelais verwendet werden;
hierdurch werden
 - Entwicklungs- und Änderungsarbeiten verkürzt und
 - Sicherheits- und Zuverlässigkeitsnachweise für die Software vereinfacht.
- höhere Integrationsdichten werden dazu beitragen, die Hardwarekosten unter den heutigen Stand zu senken und die Störfestigkeit der Systeme zu erhöhen
- die Weiterentwicklung der Analogtechnik, besonders der Analog-Digital-Umsetzer, gestützt durch den Bedarf für allgemeine digitale Kommunikationssysteme, wird zu kostengünstigen analogen Signalkonditionierungsschaltungen mit 16-Bit-ADU und zugehörigen S&H-Schaltungen führen

Im Sinne der in Kapitel 1 erwähnten Grundforderung nach Autarkie der Selektivschutzeinrichtungen sollte der Aufgabenbereich von Selektivschutzrelais eindeutig begrenzt bleiben: Meßtechnische Auswertung primärer Netzinformationen, Vergleich mit Grenzwerten, Bildung des Auslöseentscheides.

Die in der Integrierten Stationsleittechnik aufgezeigte Vernetzung von Rechnersystemen wird zukünftig wesentlich an Bedeutung gewinnen. Für den Selektivschutz als sicherheitsrelevante Komponente eines vernetzten Rechnersystems sollten hierbei strengste Sicherheitsanforderungen gelten: Das vernetzte Rechnersystem muß aus Sicht der Selektivschutztechnik elektrisch und informations-technisch rückwirkungsfrei sein. Dies läßt sich einfach realisieren, wenn das Selektivschutzrelais innerhalb des Stationsleitsystems ausschließlich als Datenquelle arbeitet. Für den Fall der Fernparametrierung sind besondere Sicherheitsmaßnahmen vorzusehen.

Das aufgezeigte MZR-Konzept kann für Schutzaufgaben in Hochspannungsnetzen erweitert werden, da z.Z. die Rechnerauslastung der MZR-Prozessoren für den Hauptprozessor (V25) etwa 65%, für den Signalprozessor (TMS 32010) etwa 70% betragen. Bei Bedarf höherer Rechenleistung können beide Prozessoren im MZR gegen aufwärtskompatible, leistungsfähigere Typen ausgetauscht werden.

Aufgrund des Auslastungsgrads des Hauptprozessors scheint die Realisierung einer einsystemigen Impedanzschutzversion mit dem MZR möglich zu sein, die ohne Signalprozessor auskommt. Die Realisierung der Signalprozessorsoftware ermöglicht die Erprobung verschiedener Kombinationen von digitalen Filtern und Algorithmen zur Impedanzbestimmung.

Der MZR-Differentialschutz könnte in zwei Bereichen erweitert werden: a) Erkennung unsymmetrischer Zuschaltungen oder Belastungen als erweiterte Schutzfunktion, b) Leitungsdifferentialschutz.

Aus heutiger Sicht scheint bei Verwendung geeigneter "C"-Compiler die Programmierung in Assembler für zeitkritische Applikationen, wie sie im MZR zu bearbeiten sind, grundsätzlich nicht mehr erforderlich zu sein. Es wird jedoch angeregt, zukünftig die unterschiedlichen Softwareentwicklungswerkzeuge einer vereinheit-

lichten Prüfung zu unterziehen. Zur Erhöhung der Funktionssicherheit können bei ausreichender Rechnerleistung zukünftig Verfahren der Software-Diversifizierung /3.3/ angewendet werden.

Der Nachweis der funktionalen Softwaresicherheit /3.3/ erfordert zukünftig eine **modifizierte Prüftechnik der Schutzrelais**. Neben den bisher nach /2.7/ festgelegten Prüfprozeduren, die Meßfunktionen des Relais bei **stationären Prüfsignalen** beschreiben, sind erweiterte Prüfvorschriften zu erarbeiten. Besonders im Hinblick auf die mögliche weitere Verkürzung der Reaktionszeiten von Schutz und Leistungsschalter muß das transiente Meßverhalten der Schutzrelais in die Prüfverfahren einbezogen werden. Die Bereiche

- a) Funktionsprüfung des Gesamtsystems**
- b) Funktionsprüfung der Hardware und**
- c) Funktionsprüfung der Software**

sollten getrennt behandelt werden. Für die Software-Funktionsprüfungen sollte aus drei Gründen ein Katalog standardisierter Prüfsignale erarbeitet werden:

- weitgehender Ersatz aufwendiger Kurzschlußversuche
- Verkürzung des Prüfzeitraums
- Erzielung vergleichbarer Prüfergebnisse
- Berücksichtigung der Probleme numerischer Rechenverfahren

10 Zusammenfassung

Die bisherige Schutztechnik ist von Lösungen geprägt, bei denen die Schutzrelais jeweils aufgabenoptimierte, eigenständige Meßgeräte darstellen. Die Entwicklung hat zu einer Vielzahl unterschiedlicher Relaisausführungen geführt. Hierdurch ergeben sich verschiedene Nachteile, wie z.B. hohe Aufwendungen in den Bereichen Entwicklung und Prüfung, Lagerhaltung und Instandhaltung.

Mit dem universell verwendbaren Mehrzweckschutzrelais (MZR) wird ein Konzept für ein neuartiges Schutzrelais vorgestellt, dessen Schutzfunktion ausschließlich durch Software bestimmt wird. Mit dem MZR konnte der Nachweis erbracht werden, daß die vorhandene Typenvielfalt der Schutzrelais für Mittelspannungsnetze auf einen Grundtypus reduziert werden kann. Dies führt zu vereinfachter Anwendung, eröffnet Standardisierungsmöglichkeiten und kostengünstige Realisierungen. Mit dem MZR in der vorgestellten Version können folgende Schutzfunktionen durchgeführt werden:

- Überstromschutz (MZR-I)
- Impedanzschutz (MZR-Z)
- Differentialschutz (MZR-D)

Das MZR kann in Stationsleitsysteme eingebunden werden. In den durchgeführten Untersuchungen wurde die Eigenentwicklung eines Stationsleitsystems verwendet. Das realisierte MZR-Konzept sichert auch bei Einsatz in Stationsleitsystemen die uneingeschränkten Autarkie und Priorität der schutztechnischen Grundfunktionen.

Die bisher mit eigenständigen Geräten realisierten, schutzspezifischen Zusatzfunktionen, wie

- Wiedereinschaltautomatik (KU)
- Erdschlußerkennung
- wattmetrische Erdschlußrichtungsbestimmung
- Wärmeabbildfunktion

konnten in das MZR integriert werden. Letztere ermöglicht bei thermisch einfach beschreibbaren Betriebsmitteln die kurzzeitige und gefahrlose Überschreitung des Nennbereiches .

Die Parametrierung des MZR kann entweder über einen tragbaren Personalcomputer oder direkt am MZR über die Einstell- und Anzei-

geeinheit durchgeführt werden. Alle Netzdaten können hierzu direkt eingegeben werden. Die bisherige Umrechnung mit den Wandlerdaten entfällt. Das Parametrierprogramm für das MZR ist auf Personalcomputern ablauffähig. Der Benutzer wird über Bildschirmmasken geführt. Es wird erwartet, daß hiermit versehentliche Fehlparametrierungen weitestgehend vermieden werden. Ein Programmsystem für die Verwaltung, Kennzeichnung und Überprüfung von MZR-Parametersätzen (Einstellwerten) wurde entwickelt.

Von dem MZR werden Aufgaben der Betriebsmeßtechnik wie z.B. Effektivwertermittlung der Leiterströme und Sternspannungen übernommen. Zur Einhaltung geforderter Fehlergrenzen werden hierbei Oberschwingungen bis zur 13. Ordnung berücksichtigt. Das MZR ersetzt die bisherige Betriebsmeßtechnik in wesentlichen Bereichen.

Für den Impdanzschutz (MZR-Z) wird ein Verfahren zur Erhöhung der Meßgenauigkeit der verwendeten schnellen Impedanzbestimmung angegeben. Es basiert auf einem vorgeschalteten digitalen Filter. Hiermit werden jetzt genauere Impedanzbestimmungen auch bei Überlagerung der Meßsignale mit Gleichanteilen und in Netzen mit hoher Oberschwingungsbelastung ermöglicht. Das MZR-Z berechnet ständig sechs Netzimpedanzen, aus denen mit Hilfe eines Verfahrens zur Mustererkennung die fehlerortbeschreibende Impedanz ermittelt wird.

Für den Differentialschutz (MZR-D) wird eine neue Auslöseebene angewendet, die eine verbesserte Unterscheidung von Laständerungen und Rushvorgängen ermöglicht.

Die bisher mit getrennten Geräten realisierten UMZ- und AMZ-Kennlinien werden für den Überstromschutz (MZR-I) in einer neuen Kennlinie kombiniert. Die Anwendung wird hierdurch universeller als bisher.

Die bisher aufwendige Registrierung von Störungsverläufen mit externen Störungsschnellschreibern wird vom MZR mit übernommen. Hierbei ergeben sich gegenüber bekannten Lösungen Vorteile durch Echtzeitmarkierungen der Störungsereignisse mit der Normalzeit der Bundesrepublik Deutschland in einer Auflösung von 5 ms, die Registrierung von Funktionsverläufen anstelle der bisherigen Gleichrichtmittelwerte, die um mehr als eine Größenordnung höhere Grenzfrequenz und die Verwendung standardisierter Datenträger.

Störungsaufzeichnungen des MZR können mit einem entwickelten Programmsystem auf handelsüblichen Rechnern jetzt anwendungsfreundlich ausgewertet werden. Die Echtzeitmarkierungen der Störungsverläufe erlaubt die stationsübergreifende Synchronisation von Störungsaufzeichnungen.

Für das MZR wurde ein echtzeitfähiges Multitask-Betriebssystem entwickelt, dessen Struktur den sicheren und einfachen Anschluß von Programmsegmenten zur Durchführung unterschiedlicher Schutzfunktionen ermöglicht. Für jede Schutzfunktion wurde ein spezielles Programmsegment erstellt. Es wird vom MZR-Betriebssystem als Task verwaltet. Je nach Komplexität der Schutzaufgabe übernimmt ein Signalprozessor (TMS 32010) bestimmte Aufgaben im MZR, wie z.B. digitale Filterung der Meßsignale, Impedanzbestimmung, Diskrete Fouriertransformation, Bestimmung des Mitsystems nach dem Verfahren der symmetrischen Komponenten.

Ein neues Verfahren zur Simulation des Meßverhaltens der verwendeten Schutzalgorithmen bei transienten Betriebsgrößen wird angegeben. Es basiert auf dem Einsatz des Programmsystem "EMTP". Mit seiner Hilfe kann auf Personalcomputern der AT-Klasse z.B. die gewählte Kombination von Impedanzbestimmung und digitalem Filter unter Berücksichtigung des Netzverhaltens analysiert werden. Hierdurch wurde der Zeitbedarf für die erforderlichen Untersuchungen deutlich verkürzt.

Es konnte nachgewiesen werden, daß für die Programme des MZR weitestgehend Hochsprachen eingesetzt werden können. Hiermit können die erforderlichen Entwicklungszeiten verkürzt und die Programme einfach gewartet und geändert werden. Das MZR-Betriebssystem umfaßt 10685 Zeilen, die längste Schutztask 2364 Zeilen. Trotz des beachtlichen Umfangs der Quelltexte konnten sie übersichtlich und wartungsfreundlich gestaltet werden.

Der Hardwareaufwand für das MZR konnte gering gehalten werden. Die gesamte Rechnerbaugruppe konnte auf einer Platinengrundfläche von 100 mm * 160 mm untergebracht werden. Hierzu trägt wesentlich die gewählte Kombination des Mikroprozessors V25 mit dem Signalprozessor TMS 32010 bei.

11 Schrifttum

- /1.1/ VDEW:
Störungs- und Schadensstatistik 1987
Frankfurt: Verlags- und Wirtschaftsgesellschaft der
Elektrizitätswerke m.b.H., 1987
- /1.2/ Felten & Guilleaume-Lahmeyerwerke:
Relais zur selbsttätigen Ausschaltung eines Wechselstroms
Deutsches Reichspatent 174.218, 23.12.1904
- /1.3/ Walter, M.:
Die Entwicklung des Distanzschutzes
Zeitschrift des Vereins deutscher Ingenieure
75(1931) H.52, S.1555-1558
- /1.4/ AEG.:
Elektrischer Schalter mit einem vom Strom und einer
Spannung beeinflussten Magnetjoch
Deutsches Reichspatent 214.164, 23.4.1908
- /1.5/ Walter, M.:
Die Entwicklung des selektiven Kurzschlußschutzes
Elektrizitätswirtschaft, 66(1967) H.11, S.317-323
- /1.6/ Guttman, H.:
25 Jahr Trockengleichrichter in der Selektivschutz-
technik, AEG Mitteilungen 53(1963) H1/2, S. 1-4
- /1.7/ Stark, G.:
Die Anwendung eines neuartigen Meßgliedes in Schnell-
distanzrelais, VDE-Fachberichte, 10(1938) S. 158-160
- /1.8/ Hubensteiner, H.:
Was erwartet der Anwender vom elektronischen Schutz
VDE-Fachberichte 26 (1970), S.10-15
- /1.9/ Kolbe, W.; De Mesmaeker, I.:
Neue Distanzrelais LZ91 und LZ92 für Mittel- und Hoch-
spannungsnetze, BBC Mitt. (1989) H.3, S. 188-195
- /1.10/ Morrison, I.F.:
Prospects for on-line computer control in transmission
systems and subsystems
El. Eng. Transactions Australia, 2 1967, S. 234-238
- /1.11/ Rockefeller, G.D.:
Fault protection with a digital computer
IEEE Transactions on PAS (88) 1969, 438-464
- /1.12/ Meinhardt, P.:
Neue Schutzkonzepte für Hochspannungsanlagen durch den
Einsatz von Rechnern, Studienarbeit S-181 1978,
Universität Hannover, Inst. für El. Energieversorgung

- /1.13/ Virt, W.:
Niederspannungsmotorschutz in Mikroprozessortechnik
etz 103(1982) H.5 S. 243-244
- /1.14/ AEG:
Frequenzrelais SFT, Firmenschrift 1982
- /1.15/ Schlabbach, J.:
Distanzschutz mit Mikrorechnern, Auswahl und Test von
Algorithmen, Dissertation an der TH Darmstadt, 1982
- /1.16/ Koglin, H.-J.; Lobos, T.:
Distanzschutz mit Mikrorechnern
etz-Archiv, Bd. 3 (1981), H.6, S. 169-177
- /1.17/ Speh, R.:
Digitaler Netzschutz in Mittelspannungsnetzen, Aufbau und
Erprobung eines Distanzschutzrelais
Dissertation an der TH Darmstadt, 1985
-
- /2.1/ Mainka, M.; Kumar, A.:
Rechnergestützte Leittechnik in 110-/20-kV-Umspannwerken
E.-Wirtschaft 84(1985) H.11 S.405-412
- /2.2/ Büttner, P.; Siebert, H.-E.; Rijanto, H.:
Entwicklungsmöglichkeiten im Netzschutz durch den Einsatz
von Mikroprozessoren, Wiss. Ber. AEG-Telefunken 55(1982)
H. 1/2, S. 67-72
- /2.3/ VDEW:
VDEW-Ringbuch Selektivschutztechnik, Teil 10, 9/88
Integrierte Leittechnik in Stationen. Herausgeber:
Vereinigung Deutscher Elektrizitätswerke Verlags- und
Wirtschaftsgesellschaft der Elektrizitätswerke m.b.H. 1988
- /2.4/ Gutt, U.; Kopp, H.; Steinkamp, W.:
Neue leit- und schutztechnische Verfahren in Mittel-
spannungsnetzen; Abschlußbericht zum DFG-Forschungsvor-
haben "Netzleittechnik" Fu 105/8, 1988,
Universität Hannover, Inst. für El. Energieversorgung
- /2.5/ DIN 66 253 Teil 1, 1978
Programmiersprache PEARL, Basic PEARL
- /2.6/ Gerth, W.:
RTOS-PEARL Integriertes Echtzeit Multitasking Betriebs-
system. Hiese Verlag Hannover, 1987
- /2.7/ DIN 19244 (Entwurf) Jan. 1986 und Teil 10, 3.88:
Fernwirkeinrichtungen und Fernwirkssysteme, Übertragungs-
protokoll für die Formatklassen FT 1.2 (UART-Format)

- /2.8/ Suiter, H.:
Integrierte Leittechnik in Stationen
E.-Wirtschaft 86(1987) H. 16/17, S. 691-696
-
- /3.1/ VDE 0414 Teil 1 bis 3 / 12.70:
Bestimmungen für Meßwandler
- /3.2/ Aumont, P.; Pelletier, E.:
Réducteurs de courant magnéto-optiques à effet Faraday
R.G.E. Tome 80 No. 7/8 1971, S. 617-622
- /3.3/ Cassiday E.C.; Cones, H.N.:
A Kerr Electro-Optical Technique for Observation and
Analysis of High-Intensity Electric Fields
J. OF Research of National Bureau of Standards,
Vol 73C, NOS 1 and 2, Jan.-June 1969, S. 5-13
- /3.4/ Böcker, H.; Sankaran, P.:
Stromwandler mit Fehlerkompensation für Einschwingvorgänge
ETZ-A, 90(1969), H.5, S.112-114
- /3.5/ Bommer, H.:
Elektronische Hochspannungswandler
E.-Wirtschaft 78(1979), H.4, S.103-104
- /3.6/ Heinisch, W.:
Potentialfreier Stromwandler für Frequenzen von 0 Hz
bis 5000 Hz, Diplomarbeit D-274, Uni. Hannover,
Inst. für El. Energieversorgung, 1974
- /3.7/ Lisser, J.; van de Water, A.J.:
Zero-Flux Current Transformer for Wide-Band Precision
Measurement in AV and C HV Systems
CIGRE Report No. 34-03, 1986
- /3.8/ Zahorka, R.:
Das Verhalten von Stromwandlern bei Einschwingvorgängen
AEG-Mitteilungen 56(1966) H.3, S. 209-215
- /3.9/ Zahorka, R.:
Das Verhalten von Stromwandlern bei Einschwingvorgängen
mit Gleichstromgliedern unter Berücksichtigung der
Sättigung. AEG-Mitteilungen 57(1967) H.1, S.19-27
- /3.10/ Bay, H.; Halama, W.; Noeller, J.H.; Zahorka, R.:
Verhalten von Stromwandlern und Distanzschutzrelais bei
Kurzschlußströmen mit Gleichstromglied
ETZ-A 88(1967) H.5, S.113-120
- /3.11/ Korponay, N.; Ungrad, H.:
Anforderungen schneller Schutzrelais an die speisenden
Stromwandler, BBC-Druckschrift CH-ES 45-10.1 D
Baden/Schweiz

- /3.12/ Böcker, H.; Sankaran, P.:
Aus der Forschung: Stromwandler mit Fehlerkompensation für
Einschwingvorgänge. ETZ-A 90(1969), H.5, S. 112-114
- /3.13/ IEC, TC 38:
Supplement to IEC Publication 185 Chapter IV - Additional
Requirements for Protective Current Transformers for
Transient Performance: Classes TPS, TPX, TPY and TPZ
September 1986
- /3.14/ Boeke, U.:
Untersuchungen schneller Distanzschutzeinrichtungen
insbesondere auf Fehlauflösungen bei transienten Vorgängen
Dissertation an der Technischen Hochschule Aachen, 1968
- /3.15/ Eisenbeiß, G.:
Prüfeinrichtung zur Untersuchung von Distanzschutzgeräten
bei nichtidealen Eingangssignalen, VDI-Fortschritts-
berichte, Reihe 6: Energieerzeugung, Nr. 227, 1989
- /3.16/ Dorn, H.J.:
Verhalten induktiver Spannungswandler im Frequenzbereich
von 50 Hz bis 20 kHz, Diplomarbeit D-321 an der
Universität Hannover, Inst. für El. Energieversorgung 1980
- /3.17/ Heuck, K.; Kegel, K.; Brodersen, H.:
Simulation von einpolig-isolierten induktiven Nieder- und
Mittelspannungswandlern, etz-Archiv 5(1983) H. 6, S. 189-196
- /3.18/ Krost, G.:
Frequenzabhängige Impedanzen von Verbrauchern, Nieder- und
Mittelspannungsnetzen. Dissertation an der Universität
Erlangen-Nürnberg, 1983
- /3.19/ Hantel, Th.:
Frequenzabhängige Ersatzschaltungen der Betriebsmittel von
Hochspannungsnetzen, Dissertation Uni. Hannover, 1985
- /3.20/ Fischer, A.; Rosenberger, G.:
Verhalten von linearen und eisengeschlossenen
Stromwandlern bei verlagerten Kurzschlußströmen
E.-Wirtschaft 67(1968), H.12, S. 310-315
- /3.21/ Dettman, K.D.; Heuck, K.; Waldheim, E.:
Kompensation von Eigenschwingungen bei hochohmigen
Drosselspeulen und Spannungswandlern des Mittelspannungs-
bereichs, etz-Archiv 5(1983), H.10, S. 309-313
- /3.22/ Dommel, H.W.:
Transformer Models in the Simulation of Electromagnetic
Transients. 5th PSC Conference, Paper 3.1/4, 1975

- /3.23/ Wal van der, A.; Korponay, N.:
Auslegung von Stromwandlern für Generatoren
BBC-Druckschrift CH-ES 45-11 D, Baden/Schweiz
- /3.24/ Umlauf, A.:
Meßgenauigkeit linearisierter Stromwandler im stationären Betrieb. ETZ-B 20(1968), H.21, S.613-616
- /3.25/ Rosenberger, G.:
Abbildungstreue kapazitiver Spannungswandler
ETZ-A Bd. 86(1965), H.6, S. 161-166
- /3.26/ Born, E.:
Schneller Selektivschutz an kapazitiven Spannungswandlern
ETZ-A, Bd. 86(1965), H.17, S.557-560
- /3.27/ Richards, G. und Tan, O.T.:
Fault Location for Transmission Lines with Current-Transformer Saturation.
Proc. IEE 130(1983), vol. 1, p. 22-27
- /3.28/ Conrad, Th.:
Numerische Korrektur der Sekundärströme gesättigter Stromwandler in Echtzeit. Dissertation TH-Darmstadt, 1989
- /3.29/ DIN VDE 0435 Teil 303:
Elektrische Relais - Statische Meßrelais (SMR)
- /3.30/ Bähre, W.:
Technische Richtlinien für die Eichung und Beglaubigung von Elektrizitätsmeßgeräten. Dt. Eichverlag, Berlin 1965
- /3.31/ Kopp, H.:
Grundkonzept für den Datenaustausch zwischen Mehrzweckschutzrelais und Datenkonzentrator unter Berücksichtigung der erforderlichen Echtzeitprotokollierung, Technischer Bericht EE 367/86, Universität Hannover, Inst. für El. Energieversorgung, 1986
- /3.32/ Hölscher, H.; Rader, J.:
Mikrocomputer in der Sicherheitstechnik.
Verlag TÜV Rheinland 1984
- /3.33/ DIN V VDE 0801/01.90:
Grundsätze für Rechner in Systemen mit Sicherheitsaufgaben
- /3.34/ Kopp, H.:
Erwartungen und Möglichkeiten neuer Verfahren des Selektivschutzes (AKTR-Forum), Technischer Bericht EE 470/89, Inst. für El. Energieversorgung, Universität Hannover, 1989
- /3.35/ Oppenheim, A.v. ; Schafer, R.W.:
Digital Signal Processing
Englewood Cliffs: Prentice Hall INC., 1975

- /3.36/ Funk, G.; Kopp, H.:
Oberschwingungen in einem Regionalnetz
etz, Bd. 108 (1987), H. 6/7, S. 238-246
- /3.37/ Kopp, H.:
Oberschwingungsbelastung der 30-kV-Sammelschiene des
Werks-Netzes der Stahlwerke Peine-Salzgitter AG
Technischer Bericht EE 364/86, Universität Hannover,
Inst. für El. Energieversorgung
- /3.38/ DIN VDE 0839 Teil 1/11.86 (Entwurf):
Elektromagnetische Verträglichkeit. Verträglichkeit der
Spannung in Wechselstromnetzen mit Nennspannungen bis
1000 V
- /3.39/ Kloss, A.:
Stromrichter-Netzurückwirkungen
Stuttgart: AT Verlag Aarau, 1981
- /3.40/ Machau, C.:
Hardwaregrundkonzept für ein universell verwendbares
Mittelspannungsschutzrelais auf Basis eines Doppelrechners
Diplomarbeit D-350 an der Universität Hannover,
Inst. für El. Energieversorgung 1986
- /3.41/ Schmidt, J.:
Entwurf eines Überstromprogramms für das Mehrzweckschutz-
relais (MZR), Studienarbeit S-265 an der Universität
Hannover, Inst. für El. Energieversorgung, 1968
-
- /4.1/ Müller, L.
Selektivschutz elektrischer Anlagen
Verlags- und Wirtschaftsgesellschaft der
Elektrizitätswerke m.b.H., Frankfurt 1971
- /4.2/ Schön, P.:
Rechnerverarbeitung digitaler Meßwerte, Studienarbeit
S-281, TU Hannover, Inst. f. El. Energieversorgung 1975
- /4.3/ Stearns, S.D.:
Digitale Verarbeitung analoger Signale (Digital Signal
Analysis, Oldenbourg-Verlag, München, Wien 1987
- /4.4/ British Standards BS 142: Section 1.1: 1982
Electrical protective relays. Part 1. Information and
requirements for all protective relays
- /4.5/ Clemens, H.; Rothe, K.:
Relaischutztechnik in Elektroenergiesystemen
VEB Verlag Technik, Berlin 1980
- /4.6/ Poßner, O.:
Einfluß von der Sternpunktbehandlung auf die Gestaltung

- des Netzschutzes. AEG-Mitteil. 48(1958), H8/9, S.370-375
- /4.7/ Nelles, D.; Opperskalski, H.:
Digitaler Distanzschutz, Veröffentlichung in Vorbereitung
- /4.8/ Funk, G.:
Der Kurzschluß im Drehstromnetz
Oldenbourg Verlag München, 1962
- /4.9/ AEG:
Das Transformator-Differentialschutzrelais RQ 4a
Firmendruckschrift AEG 195
- /4.10/ Funk, G.:
Symmetrische Komponenten. Elitera Verlag, Berlin, 1976
- /4.11/ Runge, Th.:
Differentialschutzprogramm für des Mehrzweckschutzrelais
(MZR). Studienarbeit S-279, Universität Hannover,
Inst. für El. Energieversorgung, 1990
- /4.12/ Schegener, P.:
Digitaler Erdschlußuniversalschutz, Konzept und erste
Realisierung. Dissertation, Saarbrücken, 1989
- /4.13/ Gotter, G.:
Erwärmung und Kühlung elektrischer Maschinen
Springer Verlag, Berlin 1954
- /4.14/ IEC Publikation 354:
Belastungsrichtlinien für Transformatoren
- /4.15/ Lawrenz, R.:
Zur vereinfachten Berechnung der Übertemperatur und des
relativen Lebensdauer verbrauchs von Transformatoren bei
wechselnder Belastung. Elektrie (33) 1979 H.11, S.605-607
-
- /5.1/ NN
AEG-Hilfsbuch 2 Handbuch der Elektrotechnik
Elitera-Verlag Berlin, 10. Auflage 1971
- /5.2/ Machau, C.:
Entwicklung einer Floppy-Disk-Steuereinheit für das
Oberschwingungsmeßsystem NRA-80, Studienarbeit S-240 an
der Uni. Hannover, Inst. für El. Energieversorgung 1984
- /5.3/ Glitz, M.:
Aufzeichnung und Auswertung von Störungsinformationen der
Mehrzweckschutzrelais (MZR). Diplomarbeit D-358 an der
Uni. Hannover, Inst. für El. Energieversorgung 1987

- /6.1/ Bertuch, M.:
Auf die Plätze... Systemtest mit Hochsprachen-Benchmarks
c't Magazin für Computertechnik 10(1987), S. 104-113
- /6.2/ DIN 19 242 01.87
Leistungstest von Prozeßrechnersystemen, Zeitmessung
- /6.3/ Niemann, K.-H.:
Ein hochsprachenprogrammierbares Multiprozessorsystem für
den Einsatz in der Echtzeitdatenverarbeitung.
Dissertation an der Universität Hannover, 1989
- /6.4/ Nippon Electronic Corporation (NEC):
Microprozessors and Peripherals - Data Book
10/86 V1.0, Firmenschrift
- /6.5/ NEC:
 μ PD 70320 / 70322, μ PD 70330 / 70332 - User's Manual
UM-V25-V35.028V30, Firmenschrift
- /6.6/ Volkers, H.:
Untersuchung der Einsatzmöglichkeiten des Mikroprozessors
TMS 320 zur schnellen Signalanalyse in elektrischen
Energieversorgungsnetzen, Diplomarbeit D-343 an der
Uni. Hannover, Inst. für El. Energieversorgung, 1984
- /6.7/ Dehne, U.:
Einsatzmöglichkeiten Digitaler Filter zur Verbesserung der
Genauigkeit von Impedanzbestimmungen aus transienten Meß-
werten. Studienarbeit S-264 an der Universität Hannover,
Inst. für El. Energieversorgung, 1987
- /6.8/ Claus, M.:
Entwicklung eines Programmsystems für das Mehrzweck-
Schutzrelais (MZR) zur Realisierung von Impedanzschutz-
aufgaben. Diplomarbeit D-364 an der Universität Hannover,
Inst. für El. Energieversorgung, 1988
- /6.9/ Burrus, C.S.; Parks, T.W.:
DFT/FFT and Convolution Algorithms - Theorie and
Implementation, New York: John Wiley & Sons, 1985
- /6.10/ Texas Instruments, Firmenschrift
TMS 32010 User's Guide (Revision A) 16/32-bit Digital
Signal Prozessor, Houston: Texas Instruments, 1983
- /6.11/ DIN 57432, Teil 2/10.78
Hochspannungsprüftechnik, Prüfverfahren
- /6.12/ DIN 66020 Blatt 1, 9.74
Anforderungen an die Schnittstelle bei Übergabe bipolarer
Signale - Übertragungsgeschwindigkeit bis zu 20 kBit/s

- /6.13/ DIN VDE 0110, Teil 1 01.89
Isolationskoordination für elektrische Betriebsmittel in
Niederspannungsanlagen, Grundsätzliche Festlegungen
 - /6.14/ Breitenberger, G.; Bürskens, H. et al.:
EMC-Elektromagnetische Verträglichkeit
Elitera-Verlag, Berlin 1976
Fernmeldetechnik, Zusatzfestlegungen für Herstellung und
Prüfung der Geräte
 - /6.15/ NN.:
Lichtwellenleistersysteme
Druckschrift der Fa. Albatron Hamburg, 1988
 - /6.16/ DIN VDE 804, 05.89:
Fernmeldetechnik, Zusatzfestlegungen für Herstellung und
Prüfung der Geräte
 - /6.17/ DIN VDE 0871/06.78
Funk-Entstörung von Hochfrequenzgeräten für industrielle,
wissenschaftliche, medizinische (ISM) und ähnliche Zwecke
 - /6.18/ BBC:
Massnahmen zur Gewährleistung der Betriebssicherheit von
Schutzeinrichtungen. Brown Boveri-Mitteilungen 6-87
 - /6.19/ DIN 66 202 Teil 1, 12.75
Schnittstellen für periphere Einheiten in
digitalen Rechnersystemen
 - /6.20/ Benndorf, H.; und andere:
Fernwirktechnik - Überwachen und Steuern von Prozessen
VDI-Verlag, Düsseldorf 1975
 - /6.21/ Steinkamp, W.:
Eine Untersuchung zyklischer Binärcodes in der
Fernwirktechnik, Dissertation TU Hannover, 1969
-
- /7.1/ NN:
Structured and Assembly Language (SAL)
Lauer & Wallwitz, Wiesbaden 1986
 - /7.2/ NN:
Microsoft Macro Assembler 5.0 - Programmers Guide
Microsoft Corporation 1987
 - /7.3/ Oestereich, B.:
Babylonische Sprachvielfalt
ct 1989, H. 1, S. 50-57
 - /7.4/ Kernighan, B.W.; Ritchie, D.N.:
Programmieren in C, Hanser-Verlag, München Wien 1983

- /7.5/ DIN V 19 245 Teil 1. 01.88:
Profibus Process Field Bus, Übertragungstechnik,
Buszugriffs- und Übertragungsprotokoll
 - /7.6/ Rumpel, D.; Sun, J.R.:
Netzleittechnik, Informationstechnik für den Betrieb
elektrischer Netze, Springer-Verlag, Berlin, 1989
 - /7.7/ American National Standards Institut:
IEEE Standard for Binary Floating-Point Arithmetic
ANSI/IEEE Standard 754-1985, July 1985
 - /7.8/ Meyer, L.:
Digitale Filter in der Meßtechnik
Diplomarbeit D-289 an der Technischen Universität
Hannover, Inst. für El. Energieversorgung, 1977
 - /7.9/ Kunz, D.:
Realisierungsmöglichkeiten Digitaler Filter mit Hilfe von
Mikroprozessoren. Diplomarbeit D-294 an der Technischen
Universität Hannover, Inst. für El. Energieversorgung, 1977
 - /7.10/ Oppenheim, A.V.; Schafer, R.W.:
Digital Signal Processing.
Prentice-Hall, Inc. Englewood Cliffs, New Jersey, 1975
 - /7.11/ Azizi, A.:
Entwurf und Realisierung digitaler Systeme
Oldenbourg-Verlag, München 1983
 - /7.12/ Lawrence, R.L.; Gold, B.; McGonegal, C.A.:
An Approach to the Approximation Problem for Nonrecursive
digital Filters. IEEE Trans. Audio Electroacoust.,
vol AU-18, June 1970
 - /7.13/ Lückner, R.:
Grundlagen digitaler Filter, 2. Auflage
Springer Verlag, München 1985
-
- /8.1/ Dommel, H.W.:
Electromagnetic Transients Program Reference Manual
(EMTP Theory Book)
Bonneville Power Administration, USA, August 1986
 - /8.2/ Phadke, A.G.:
Digital Simulation of Electrical Transients Phenomena
IEEE Tutorial Course, Course Text EH0173-5-PWR,
IEEE Service Center, Piscataway (N.J.) 1980
 - /8.3/ Meinhardt, P.:
Der Netzschutzsimulator. Ein Hilfsmittel zum Prüfen von
Selektivschutzeinrichtungen, Dissertation der Universität
Hannover, 1986

- /8.4/ Ostermeier, A.:
Entwurf eines Testsystems für moderne Netzschutzrelais auf
Basis eines IBM-AT-kompatiblen Personalcomputers
Diplomarbeit D-367 an der Universität Hannover,
Inst. für El. Energieversorgung 1989
- /8.5/ NN:
FTN77/386 Reference Manual, Revision C
University of Salford, 1988, 1989
- /8.6/ Rijanto, H.:
Verhalten elektronischer Distanzschutzeinrichtungen mit
polygonaler Auslösekennlinie bei Lichtbogenkurzschlüssen
Techn. Mitteilung AEG-Telefunken, 68 (1978) H.5, S.177-182
- /8.7/ Gutt, U.:
1. Feldversuch zum DFG-Projekt "Integrierte Netzleit-
technik". Technischer Bericht EE 415/87, Inst. f. El.
Energieversorgung, Uni. Hannover, 1987
- /8.8/ Kopp, H.; Ostermeier, A.:
Zwischenbericht zum DFG-Forschungsvorhaben "Neue schutz-
und leittechnische Verfahren für Mittelspannungsnetze"
Technischer Bericht EE 487/89, Inst. f. El. Energie-
versorgung, Uni. Hannover, 1989
-
- /E.1/ Reumann, K.; Witkam, A.P.M.:
Optimizing Curve Segmentation in Computer Graphics
International Computing Symposium 1973,
North-Holland Publication Co. 1974, P. 467-472

Anhang A

Modellnetz zur Untersuchung des stationären und transienten Auslöseverhaltens des Mehrzweckschutzrelais

Für eine realitätsnahe Untersuchungen des MZR-Auslöseverhaltens wurde ein Netzbereich nach Bild A.1 der "Hannover-Braunschweigischen Stromversorgungs AG (HASTRA)" nachgebildet. Die Nennspannung des Netzes beträgt 20 kV, die Gesamtlänge aller Freileitungen und Kabel 181 km. Die Einspeisung erfolgt über einen 20-MVA-Transformator aus einem 60-kV-Netz. An der Sammelschiene des Umspannwerkes liegen mehrere Teilnetze. Daten der Leitungsabschnitte des untersuchten sogenannten "Fuhrberger Ringes" sind in Tabelle A.1 zusammengefaßt.

Das Gesamtnetz ist über eine Erdschluß-Löschspule am Transformator-Sternpunkt erdschlußkompensiert. Der kapazitive Erdschlußstrom beträgt ca. 390 A.

Zur Nachbildung wurde das Programmsystem EMTP /6.1/, /6.2/ verwendet. Die gewählte Nachbildung kann im Frequenzbereich bis ca. 1500 Hz verwendet werden.

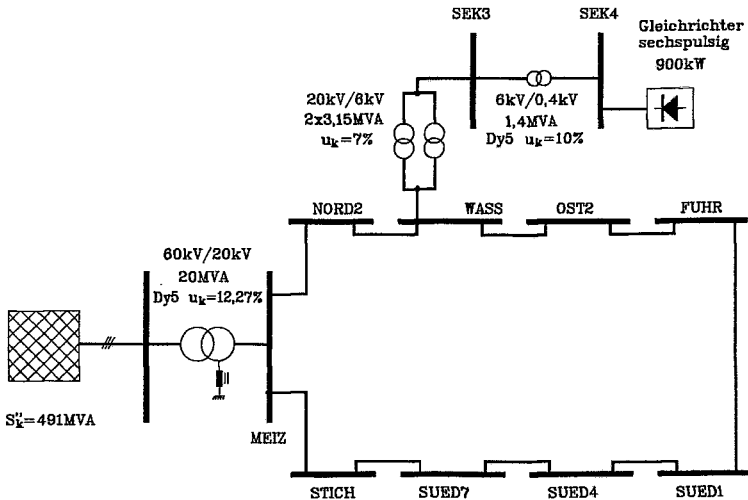


Bild A.1 Prinzipschaltbild des 20-kV-Testnetzes

	Freileitung l / m	Kabel
MEIZ - NORD2	3145	120
NORD2	-	935
NORD2 - WASS	3091	220
WASS - OST2	1659	452
OST2 - FUHR	-	688
OST2 - SUED1	-	935
SUED1 - SUED4	-	1360
SUED4	-	370
SUED4 - SUED7	2856	1301
SUED7 - STICH	568	-
STICH	-	670
SUED7 - MEIZ	1230	205
Gesamt	19805	

Tabelle A.1 Installierte Kabel und Freileitungen im
20-kV-Testnetz

Anhang B

Stationäres Strom-, Spannungs- und Impedanzverhalten am Relais-einbauort bei verschiedenen Netzfehlern

B-1 Spannungen und Ströme am Fehlerort

Die in Abschnitt 4.2 beschriebene Impedanzauswahl wertet die Zahlenmuster der berechneten sechs Impedanzen aus (siehe Tabellen 4.2 bis 4.4). Wie nachfolgend gezeigt wird, ergeben sich bei verschiedenen Kurzschlußarten typische Zahlenmuster für die Real- und Imaginärteile der sechs Impedanzen. So bleibt das Netz bekannterweise beim dreipoligen Kurzschluß symmetrisch. Alle berechenbaren Impedanzen sind in diesem Fall gleich groß. Für andere Kurzschlußarten, die Unsymmetrien des Drehstromnetzes verursachen, ergeben sich spezielle Wertekombinationen von Real- und Imaginärteil für die berechneten sechs Impedanzen nach den Gleichungen (4.9 bis 4.14).

Die Berechnung der fehlerabhängigen Impedanzen am Relaiseinbauort soll mit Bild B.1 erläutert werden. Aus Gründen der Anschaulichkeit wird hier ein Vierleiter-Ersatzschaltbild /4.10/ verwendet. Es ist eine Abwandlung des Ersatzschaltbildes mit symmetrischen Komponenten /4.10/ und gilt unter den Voraussetzungen gleicher Mit- und Gegenimpedanzen sowie Symmetrie der Betriebsmittelbe-läge. Die Größen im Vierleiter-Ersatzschaltbild entsprechen direkt den Betriebsgrößen des Drehstromnetzes. Die bei der Rechnung mit symmetrischen Komponenten erforderliche Überlagerung von Mit-, Gegen- und Nullsystem ist nicht erforderlich. Induktive Kopplungen zwischen den Leitern sind in der Impedanz des vierten Leiters berücksichtigt.

Am Relaiseinbauort werden die Sternpunktspannungen \underline{U}_R , \underline{U}_S , und \underline{U}_T sowie die Leiterströme \underline{I}_R , \underline{I}_S und \underline{I}_T gemessen. Der im Rückleiter fließende Summenstrom $3 \cdot \underline{I}_0$ wird am Relaiseinbauort aus der geometrischen Summe der drei Leiterströme gebildet. Die Summenbildung wird in der Praxis mit einer speziellen Stromwandlerschaltung /4.7/ durchgeführt. Im MZR-Z besteht zusätzlich die Möglichkeit einer relaisinternen Stromaddition.

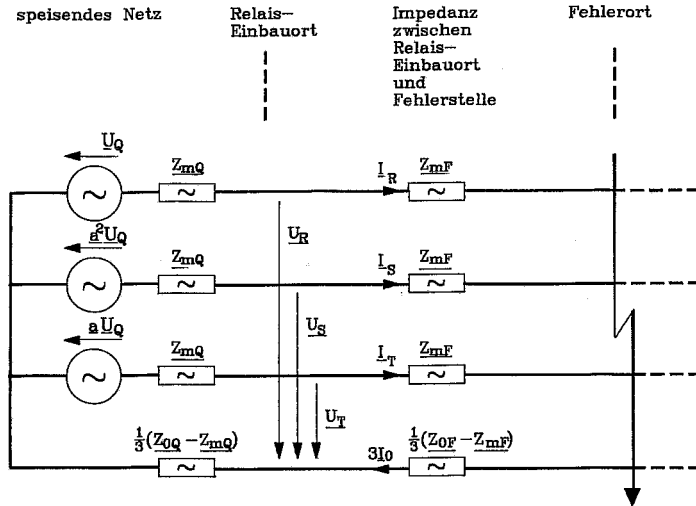


Bild B.1 Schaltbild zur Berechnung fehlerort- und fehlerartabhängiger Ströme und Spannungen

Aus den Strömen und Spannungen am Relaiseinbauort lassen sich die Impedanzen für die drei Stromschleifen Leiter-Leiter und für die drei Stromschleifen Leiter-Erde berechnen. Eventuell vorhandene Impedanzen an der Fehlerstelle werden vernachlässigt. Die der Fehlerortentfernung proportionale Leitungs-Mitimpedanz \vec{Z}_{mF} ergibt sich für die einzelnen Stromschleifen wie folgt:

Stromschleife Leiter R - Erde

$$\vec{U}_R = \vec{I}_R \vec{Z}_{mF} + 3\vec{I}_0 \cdot \frac{1}{3}(\vec{Z}_{0F} - \vec{Z}_{mF}) \quad (\text{B.1})$$

$$\vec{Z}_{mF} = \frac{\vec{U}_R}{\vec{I}_R + \frac{1}{3} \cdot \left[\frac{\vec{Z}_{0F}}{\vec{Z}_{mF}} - 1 \right] \cdot 3\vec{I}_0} \quad (\text{B.2})$$

$$\vec{k}_0 = \frac{1}{3} \left[\frac{\vec{Z}_{0F}}{\vec{Z}_{mF}} - 1 \right] \quad \text{Summenstromfaktor} \quad (\text{B.3})$$

Damit erhält man für die Schleifen "Leiter - Erde"

$$\text{R-E} \quad \frac{U_R}{I_R + k_0 \cdot 3I_0} = Z_{mF} \quad (\text{B.4})$$

$$\text{S-E} \quad \frac{U_S}{I_S + k_0 \cdot 3I_0} = Z_{mF} \quad (\text{B.5})$$

$$\text{T-E} \quad \frac{U_T}{I_T + k_0 \cdot 3I_0} = Z_{mF} \quad (\text{B.6})$$

Stromschleife Leiter R - Leiter S

$$U_R - U_S = (I_R - I_S) Z_{mF} \quad (\text{B.7})$$

Damit erhält man für die Stromschleifen "Leiter - Leiter"

$$\text{R-S} \quad \frac{U_R - U_S}{I_R - I_S} = Z_{mF} \quad (\text{B.8})$$

$$\text{S-T} \quad \frac{U_S - U_T}{I_S - I_T} = Z_{mF} \quad (\text{B.9})$$

$$\text{T-R} \quad \frac{U_T - U_R}{I_T - I_R} = Z_{mF} \quad (\text{B.10})$$

Aus den nachfolgenden Betrachtungen ist zu ersehen, daß für jede Kurzschlußart mindestens eine der sechs angegebenen Impedanzen proportional zur Fehlerortentfernung ist. Eine wesentliche Aufgabe von Distanzschutzrelais besteht darin, jeweils die Impedanz zu ermitteln, die fehlerortbestimmend ist.

B-2 Spannungen und Ströme am Relaiseinbauort

Im Rahmen der durchgeführten Simulationsrechnungen wurden die im Fehlerfall zu erwartenden Impedanzen aus den am Relaiseinbauort auftretenden Strömen und Spannungen berechnet. Das speisende Netz wurde als starr und symmetrisch angenommen. Eventuell vorhandene Impedanzen an der Fehlerstelle sowie Leitungskapazitäten und Ableitwiderstände wurden vernachlässigt. Zur Vereinfachung werden nur Ströme berücksichtigt, die aufgrund des Fehlers in den vom Fehler betroffenen Leitern fließen.

Die den nachfolgenden Ergebnissen zugrundeliegenden Berechnungen wurde mit dem Verfahren der symmetrischen Komponenten durchgeführt /4.10/.

Dreipoliger Kurzschluß

$$\underline{U}_R = \underline{U}_Q \frac{Z_{mF}}{Z_{mQ} + Z_{mF}} \quad (\text{B.11})$$

$$\underline{U}_S = a^2 \cdot \underline{U}_Q \frac{Z_{mF}}{Z_{mQ} + Z_{mF}} \quad (\text{B.12})$$

$$\underline{U}_T = a \cdot \underline{U}_Q \frac{Z_{mF}}{Z_{mQ} + Z_{mF}} \quad (\text{B.13})$$

$$\underline{I}_R = \underline{U}_Q \frac{1}{Z_{mQ} + Z_{mF}} \quad (\text{B.14})$$

$$\underline{I}_S = a^2 \cdot \underline{U}_Q \frac{1}{Z_{mQ} + Z_{mF}} \quad (\text{B.15})$$

$$\underline{I}_T = a \cdot \underline{U}_Q \frac{1}{Z_{mQ} + Z_{mF}} \quad (\text{B.16})$$

$$3 \cdot \underline{I}_0 = 0 \quad (\text{B.17})$$

Zweipoliger Kurzschluß der Leiter S und T ohne Erdberührung

$$\underline{U}_R = \underline{U}_Q \quad (\text{B.18})$$

$$\underline{U}_S = -\underline{I}_S Z_{mQ} + a^2 \underline{U}_Q \quad (\text{B.19})$$

$$\underline{U}_S = -\underline{U}_Q \cdot \left(-\frac{1}{2} - \frac{j\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{Z_{mF}}{Z_{mQ} + Z_{mF}} \right) \quad (\text{B.20})$$

$$\underline{U}_T = \underline{I}_S Z_{mQ} + a \cdot \underline{U}_Q \quad (\text{B.21})$$

$$\underline{U}_T = -\underline{U}_Q \cdot \left(-\frac{1}{2} + \frac{j\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{Z_{mF}}{Z_{mQ} + Z_{mF}} \right) \quad (\text{B.22})$$

$$\underline{I}_R = 0 \quad (\text{B.23})$$

$$\underline{I}_S = -\underline{U}_Q \frac{j\sqrt{3}}{2} \frac{1}{Z_{mQ} + Z_{mF}} \quad (\text{B.24})$$

$$\underline{I}_S = -\underline{I}_T \quad (\text{B.25})$$

$$3 \cdot \underline{I}_0 = 0 \quad (\text{B.26})$$

Einpoliger Erdkurzschluß des Leiters R

$$\underline{U}_R = \underline{U}_Q \frac{2\underline{Z}_{mF} + \underline{Z}_{0F}}{2(\underline{Z}_{mQ} + \underline{Z}_{mF}) + \underline{Z}_{0Q} + \underline{Z}_{0F}} \quad (\text{B.27})$$

$$\underline{U}_S = \underline{U}_Q \frac{-\underline{Z}_{mF} + \underline{Z}_{0F} - j\sqrt{3}\underline{Z}_m + j\sqrt{3}a^2\underline{Z}_0}{2(\underline{Z}_{mQ} + \underline{Z}_{mF}) + \underline{Z}_{0Q} + \underline{Z}_{0F}} \quad (\text{B.28})$$

$$\underline{U}_T = \underline{U}_Q \frac{-\underline{Z}_{mF} + \underline{Z}_{0F} + j\sqrt{3}\underline{Z}_m - j\sqrt{3}a^2\underline{Z}_0}{2(\underline{Z}_{mQ} + \underline{Z}_{mF}) + \underline{Z}_{0Q} + \underline{Z}_{0F}} \quad (\text{B.29})$$

$$\underline{I}_R = \underline{U}_Q \frac{3}{2(\underline{Z}_{mQ} + \underline{Z}_{mF}) + \underline{Z}_{0Q} + \underline{Z}_{0F}} \quad (\text{B.30})$$

$$\underline{I}_S = 0 \quad (\text{B.31})$$

$$\underline{I}_T = 0 \quad (\text{B.32})$$

$$3 \cdot \underline{I}_0 = \underline{I}_R \quad (\text{B.33})$$

B-3 Impedanzen am Relaiseinbauort in Abhängigkeit von der Fehlerart

Zur Ermittlung der stationären Impedanzen bei verschiedenen Kurzschlußarten können die am Relaiseinbauort (Bild B.1) gemessenen Impedanzen auch in Abhängigkeit von der Spannung \underline{U}_Q des speisenden Netzes und den Netzimpedanzen dargestellt werden. Hierzu werden die Gleichungen (B.11) bis (B.33) in die Impedanz-Bestimmungsformeln (B.4) bis (B.10) eingesetzt. Wie bei den vorhergehenden Berechnungen werden im Kurzschlußfall die Betriebsströme gegenüber den Kurzschlußströmen vernachlässigt. Exemplarisch werden die Ergebnisse für vier Kurzschlußarten angegeben.

Dreipoliger Kurzschluß

Alle sechs berechneten Impedanzen sind gleich der fehlerortbestimmenden Leitungs-Mitimpedanz \underline{Z}_{mF} zwischen Relaiseinbauort und Fehlerstelle:

$$\underline{Z}_F(\text{RE}) = \underline{Z}_F(\text{SE}) = \underline{Z}_F(\text{TE}) = \underline{Z}_{mF} \quad (\text{B.34})$$

$$\underline{Z}_F(\text{RS}) = \underline{Z}_F(\text{ST}) = \underline{Z}_F(\text{TR}) = \underline{Z}_{mF} \quad (\text{B.35})$$

Zweipoliger Kurzschluß der Leiter S und T ohne Erdberührung

Nur die Impedanz $\underline{Z}_F(ST)$ beschreibt den Fehlerort richtig.

$$\underline{Z}_F(RE) = \frac{\underline{U}_Q}{\underline{I}_R} + \underline{Z}_{mF} \quad (B.36)$$

$$\underline{Z}_F(SE) = \underline{Z}_{mF} \left(1 - \frac{j}{\sqrt{3}} \frac{\underline{Z}_{mQ} + \underline{Z}_{mF}}{\underline{Z}_{mF}} \right) \quad (B.37)$$

$$\underline{Z}_F(TE) = \underline{Z}_{mF} \left(1 + \frac{j}{\sqrt{3}} \frac{\underline{Z}_{mQ} + \underline{Z}_{mF}}{\underline{Z}_{mF}} \right) \quad (B.38)$$

$$\underline{Z}_F(RS) = \underline{Z}_{mF} \left(1 - \frac{j}{\sqrt{3}} \frac{\underline{Z}_{mQ} + \underline{Z}_{mF}}{\underline{Z}_{mF}} \right) \quad (B.39)$$

$$\underline{Z}_F(ST) = \underline{Z}_{mF} \quad (B.40)$$

$$\underline{Z}_F(TR) = \underline{Z}_{mF} \left(1 + \frac{j}{\sqrt{3}} \frac{\underline{Z}_{mQ} + \underline{Z}_{mF}}{\underline{Z}_{mF}} \right) \quad (B.41)$$

Zweipoliger Kurzschluß der Leiter S und T mit Erdberührung

Die drei Impedanzen $\underline{Z}_F(SE)$, $\underline{Z}_F(TE)$ und $\underline{Z}_F(ST)$ beschreiben den Fehlerort richtig:

$$\underline{Z}_F(RE) = \underline{Z}_{mF} \frac{1 + \frac{\underline{Z}_{0Q}}{\underline{Z}_{mF}}}{1 - \frac{\underline{Z}_{0F}}{\underline{Z}_{mF}}} \quad (B.42)$$

$$\underline{Z}_F(SE) = \underline{Z}_{mF} \quad (B.43)$$

$$\underline{Z}_F(TE) = \underline{Z}_{mF} \quad (B.44)$$

$$\underline{Z}_F(RS) = \underline{Z}_{mF} \frac{3 + 6 \frac{\underline{Z}_{0Q} + \underline{Z}_{0F}}{\underline{Z}_{mF}} + j\sqrt{3} \left[1 + 2 \frac{\underline{Z}_{0Q} + \underline{Z}_{0F}}{\underline{Z}_{mQ} + \underline{Z}_{mF}} \right]}{3 + j\sqrt{3} \left[1 + 2 \frac{\underline{Z}_{0Q} + \underline{Z}_{0F}}{\underline{Z}_{mQ} + \underline{Z}_{mF}} \right]} \quad (B.45)$$

$$\underline{Z}_F(ST) = \underline{Z}_{mF} \quad (B.46)$$

$$\underline{Z}_F(TR) = \underline{Z}_{mF} \frac{3 + 6 \frac{\underline{Z}_{0Q} + \underline{Z}_{0F}}{\underline{Z}_{mF}} - j\sqrt{3} \left[1 + 2 \frac{\underline{Z}_{0Q} + \underline{Z}_{0F}}{\underline{Z}_{mQ} + \underline{Z}_{mF}} \right]}{3 - j\sqrt{3} \left[1 + 2 \frac{\underline{Z}_{0Q} + \underline{Z}_{0F}}{\underline{Z}_{mQ} + \underline{Z}_{mF}} \right]} \quad (B.47)$$

Einpoliger Erdkurzschluß des Leiters R

Nur $\underline{Z}_F(RE)$ beschreibt den Fehlerort richtig.

$$\underline{Z}_F(RE) = \underline{Z}_{mF} \quad (B.48)$$

$$\underline{Z}_F(SE) = \underline{Z}_{mF} \frac{1}{2 \cdot (\underline{Z}_{OF} - \underline{Z}_{mF})} \cdot [2(\underline{Z}_{OF} - \underline{Z}_{mF}) + 3(\underline{Z}_{OQ} + \underline{Z}_{OF}) - j\sqrt{3}(2\underline{Z}_{mQ} + 2\underline{Z}_{mF} + \underline{Z}_{OQ} + \underline{Z}_{OF})] \quad (B.49)$$

$$\underline{Z}_F(TE) = \underline{Z}_{mF} \frac{1}{2 \cdot (\underline{Z}_{OF} - \underline{Z}_{mF})} \cdot [2(\underline{Z}_{OF} - \underline{Z}_{mF}) - 3(\underline{Z}_{OQ} + \underline{Z}_{OF}) + j\sqrt{3}(2\underline{Z}_{mQ} + 2\underline{Z}_{mF} + \underline{Z}_{OQ} + \underline{Z}_{OF})] \quad (B.50)$$

$$\underline{Z}_F(RS) = \underline{Z}_{mF} \left[1 + \frac{\underline{Z}_{OQ} - \underline{Z}_{OF}}{2 \underline{Z}_{OF}} + \frac{j \cdot 2(\underline{Z}_{mQ} + \underline{Z}_{mF}) + \underline{Z}_{OQ} + \underline{Z}_{OF}}{2\sqrt{3} \underline{Z}_{mF}} \right] \quad (B.51)$$

$$\underline{Z}_F(ST) = \frac{-j\sqrt{3} \cdot \underline{U}_Q}{\underline{I}_S - \underline{I}_T} + \underline{Z}_{mF} \quad (B.52)$$

$$\underline{Z}_F(TR) = \underline{Z}_{mF} \left[1 + \frac{\underline{Z}_{OQ} - \underline{Z}_{OF}}{2 \underline{Z}_{OF}} - \frac{j \cdot 2(\underline{Z}_{mQ} + \underline{Z}_{mF}) + \underline{Z}_{OQ} + \underline{Z}_{OF}}{2\sqrt{3} \underline{Z}_{mF}} \right] \quad (B.53)$$

Impedanzen für Kurzschlüsse zwischen anderen als den oben genannten Leiterkombinationen lassen sich durch zyklisches Vertauschen der Leiter-Kennzeichnungsbuchstaben bestimmen.

Im beliebig vermaschten Netz können in Netzteilen, die vom Kurzschlußort weit entfernt sind, Teilkurzschlußströme so klein werden, daß die Betriebsströme nicht mehr vernachlässigt werden dürfen. Für die Impedanzberechnung durch die Relais, die der kurzschlußbetroffenen Leitung in der Schnellstufe zugeordnet sind, spielt dies allerdings keine Rolle /1.15/.

Anhang C

Zusammenstellung aller verwendeten MZR-Funktionsnummern

a) Belegung unabhängig vom MZR-Typ

Nr	Code	Bezeichnung	Bedeutung
0	E1/1	UnennMZR	Relaisnennspannung in V
1	E1/2	UnennMZR-Divisor	1: UnennMZR / 1 V 3: UnennMZR / $\sqrt{3}$ V
2	E1/3	InennMZR	Relaisnennstrom in A
3	E1/4	InennSdig	Nennstrom bei Schutzbetrieb in Bit
4	E1/5	InennBdig	Nennstrom bei Betriebsmessung in Bit
5	E1/6	UnennDig	Nennspannung in Bit
6	E1/7	STKNN	Stationskennung
7	E2/1	FKENN	Feldkennung
8	E2/2	FELEM	Feldelementkennung
9	E2/3	RELTYP	Relaistyp 1: UMZ/AMZ (I) 2: Impedanz (Z) 3: Differential (D)
10	E2/4	UPRIM	Primärnennspannung des Spannungswandlers in V
11	E2/5	UPRIM-Divisor	1: UPRIM / 1 V 3: UPRIM / $\sqrt{3}$ V
12	E2/6	USEK	Sekundärnennspannung des Spannungswandlers in V
13	E2/7	USEK-Divisor	1: UPRIM / 1 V 3: UPRIM / $\sqrt{3}$ V
14	E3/1	IPRIM	Primärnennstrom des Stromwandlers in A
15	E3/2	ISEK	Sekundärnennstrom des Stromwandlers in A
16	E3/3	KU	Schalter für KU, 0: Aus 1: Ein
17	E3/4	KU-Pausenzeit	ms
18	E3/5	KU-Sperrzeit	ms
19	E3/6	KU-Abschaltzeit	ms
20	E3/7	LS-Eigenzeit	ms
21	E4/1	STOAN	Schalter für Störungsaufzeichnungseinheit, 0: Aus 1: Ein
22	E4/2	SERAN	Schalter für seriellen Datenverkehr zum Datenkonzentrator, 0: Aus 1: Ein
23	E4/3	Stunden/Minuten	0 ... 23 / 0 ... 59
24	E4/4	Sekunden	0 ... 59
25	E4/5	Tag/Monat	1 ... 31 / 1 ... 12
26	E4/6	Jahr	0000 ... 9999

a) Belegung **unabhängig** vom MZR-Typ (Fortsetzung)

Nr.	Code	Variablenname	Bedeutung
27	B1/1	IR	Betriebsstrom I-R in A
28	B1/2	IS	Betriebsstrom I-S in A
29	B1/3	IT	Betriebsstrom I-T in A
30	B1/4	UR	Betriebsspannung U-R in V
31	B2/1	US	Betriebsspannung U-S in V
32	B2/2	UT	Betriebsspannung U-T in V
33	B2/3	MZR-Status	MZR-Fehlerstatus
34	B2/4	Floppy-Status	Floppy-Status
35	F1/1	Fehlerart-Auslös.	Fehlerart bei letzter Auslösung
36	F1/2	Fehlerzeit-Auslös.	Fehlerzeit bei letzter Auslösung
37	F1/3	Neu-Verstärkung	Stromverstärkung: 1 oder 16
38	F1/4		frei
39	F1/5	Fehlerart	Kennzahl für festgestellte Fehlerart
40	F1/6	Fehlerzeit	Aktuelle Fehlerzeit in ms
41	F1/7	GültigeAusl-Zeit	Aktuelle Auslösezeit in ms
42	T1/1	therm. Zeitkonstante	in s
43	T1/2	Meldegrenze für therm. Belastung	in % von I_N
44	T1/3	therm. Strom	in % von I_N

b) Belegung abhängig vom MZR-Typ (Fortsetzung)

Impedanzschutz		Überstromschutz	
Nr. Code Variablenname	Bedeutung	Variablenname	Bedeutung
45 P1/1 MwZustand	Statusanzeige: =0: Alle Reaktanzen liegen im Mittelwertfenster ungleich 0=: Mindestens eine Reaktanz liegt nicht im Mittelwertfenster	Inenn	Betriebsmittel-Nennstrom (A)
46 P1/2 Schutz-Zustand	000: Kein Fehler festgestellt 170: Impedanzen sind nicht stationär 255: Fehler festgestellt	Ischwell	Schwellstrom
47 P1/3 KU-Zustand	000: KU ist abgeschaltet 255: KU ist eingeschaltet, aber nicht aktiv 015: KU läuft 170: KU ist zeitweise gesperrt	Iamz	AMZ-Strom
48 P1/4 Impulsrücknahme	170 : erlaubt; 255: verboten	Igrenz	Maximalstrom
49 P1/5 Schalthandlung	000: Abschaltimpuls steht nicht an 170: Abschaltimpuls steht an	Tumz	UMZ-Abschaltzeit (ms)
50 P1/6 I-Max	Max. Stromwert von Ir, Is oder It (Bit) Tmin		minimale Abschaltzeit Tmin
51 P2/1 IeGrenz- Zustand	000: Summenstrom I-0 hat eingestellten RISA Grenzwert nicht überschritten 255: Summenstrom I-0 hat eingestellten Grenzwert überschritten		Risa*-Schalter 0 = Aus, 1 = Ein
52 P2/2 Staffelzone-Nr	0 ... 8 Ausgewählte Staffelzone Auslösegebiet 9999: Impedanz liegt nicht im	RISARI	Risa*-Richtung
53 P2/3 Sternpunkt	Sternpunktbehandlung 0: ungeerdet; 1: geerdet		Abschaltzeit bei Risa* in Sperrichtung
54 P2/4 Übergreifen	Übergreifstufe für KU; Xu/X1 in %		I-R aus UMZ/AMZ-Netzschutz-Task

1) Belegung abhängig vom MZR-Typ (Fortsetzung)

Impedanzschutz		Differentialschutz		
Nr	Code Variablenname	Bedeutung	Variablenname	Bedeutung
55	P2/5 Stufe4	Überwachungsrichtung für Staffelstufe 4 0: Richtung Sammelschiene 1: Richtung Leitung	UWicklung1Nenn	Nennspannung Wicklung 1
56	P2/3 IeGrenzDIVin	Summenstromanregung $I-(0\text{Grenz}) / I-(\text{Prim})$ in %	S-Wicklung1Nenn	Nennleistung Wicklung 1
57	P3/1 X-Leitung(1)	Grenzreaktanzen Stufe 1	Wicklung-1-Schalt	Schaltungsausführung Wicklung1
58	P3/2 X-Leitung(2)	Grenzreaktanzen Stufe 2	U-Wicklung2Nenn	Nennspannung Wicklung 2
59	P3/3 X-Leitung(3)	Grenzreaktanzen Stufe 3	S-Wicklung2Nenn	Nennleistung Wicklung 2
60	P3/4 X-Leitung(4)	Grenzreaktanzen Stufe 4	IWandler2Prim	Wandlernennstrom primär, Wicklung 2
61	P3/5 X-Leitung(5)	Grenzreaktanzen Stufe 5	IWandler2Sek	Wandlernennstrom sek., Wicklung 2
62	P4/1 R-Leitung(1)	Grenzresistanzen Stufe 1	Wicklung-2-Schalt	Schaltungsausführung Wicklung2
63	P4/2 R-Leitung(2)	Grenzresistanzen Stufe 2	U-Wicklung3Nenn	Nennspannung Wicklung 3
64	P4/3 R-Leitung(3)	Grenzresistanzen Stufe 3	S-Wicklung3Nenn	Nennleistung Wicklung 3
65	P4/4 R-Leitung(4)	Grenzresistanzen Stufe 4	IWandler3Prim	Wandlernennstrom primär, Wicklung 3
66	P4/5 R-Leitung(5)	Grenzresistanzen Stufe 5	IWandler3Sek	Wandlernennstrom sek., Wicklung 3
67	P5/1 R-Lichtbogen(1)	Lichtbogenreserve St.1	Wicklung1Schalt	Schaltungsausführung Wicklung 3
68	P5/2 R-Lichtbogen(2)	Lichtbogenreserve St.2	Stufen+	Anzahl der Stufen +Bereich
69	P5/3 R-Lichtbogen(3)	Lichtbogenreserve St.3	Stufen-	Anzahl der Stufen -Bereich
70	P5/4 R-Lichtbogen(4)	Lichtbogenreserve St.4	Stufenbreite	Stufenbreite in % der ????
71	P5/5 R-Lichtbogen(5)	Lichtbogenreserve St.5	Stufenstellung-Norm	normale Stufenstellung
72	P6/1 Staffelzeit-ms(1)	Staffelzeit St.1(ms)	Ansprech-Empfind	zul. Diff.-Strom bei $ID = 0$
73	P6/2 Staffelzeit-ms(2)	Staffelzeit St.2(ms)	Delta1	zul. Diff.-Strom bei $ID = 5 \cdot I_n$
74	P6/3 Staffelzeit-ms(3)	Staffelzeit St.3(ms)	Delta2	zul. Diff.-Strom bei $ID = 10 \cdot I_n$
75	P6/4 Staffelzeit-ms(4)	Staffelzeit St.4(ms)	Rush-Stabil	zul. additiver Diff.-Strom bei $\Delta m = 1$
76	P6/5 Staffelzeit-ms(5)	Staffelzeit St.5(ms)		Winkel (ISos-IRos)
77	P7/1 Betrag(K0)	Betrag von K-0 für Stufe 1		Winkel (ITos-ISos)
78	P7/2 Leiter(K0)	Leiter von K-0 für Stufe 1		Winkel (IRos-ITos)
79	P7/3 Ue2	Impedanzübersetzungs- verhältnis, dezimal		Winkel (ISus-IRus)
80	P7/4 Kwie2	Kehrwert des Impedanz- übersetzungsverhältnisses		Winkel (ITus-ISus)
81	I1/1 IeGrenzS	Grenzwert für I-0 im Schutzbetrieb (V1)		Winkel (IRus-ITus)

Impedanzschutz		Differentialschutz	
Nr	Code Variablenname	Variablenname	Bedeutung
82	11/2 IeGrenzB		Zustand, 0:norm, 1:anger., 2:ausgel.
83	11/3 Rv		gemessenes momentan. Übersetzungsverhältnis
84	11/4 Xv		gemessener momentaner Schaltgruppenwinkel
85	11/5 MwR (0)	I-Harm-R3	2.Oberschw. in Leiter R, Wicklung 3
86	12/1 MwX (0)	I-Harm-S3	2.Oberschw. in Leiter S, Wicklung 3
87	12/2 MwR (1)	I-Harm-T3	2.Oberschw. in Leiter T, Wicklung 3
88	12/3 MwX (1)	I-m-1	Strom Mitsystem Wicklung 1
89	12/4 MwR (2)	I-m-2	Strom Mitsystem Wicklung 2
90	12/5 MwX (2)	I-m-3	Strom Mitsystem Wicklung 3
91	13/1 MwR (3)	I-Diff-Mess1-2	wirksamer Differenzstrom zwischen Wicklung 1 und 2
92	13/2 MwX (3)	I-Stabil-Mess1-2	wirksamer Stabil.-Strom zwischen Wicklung 1 und 2
93	13/3 MwR (4)	I-Diff-Mess1-3	wirksamer Differenzstrom zwischen Wicklung 1 und 3
94	13/3 MwX (4)	I-Stabil-Mess1-3	wirksamer Stabil.-Strom zwischen Wicklung 1 und 3
95	13/4 MwR (5)	frei	
96	14/1 MwX (5)	I-Differenz-Aus	Differenzstrom bei letzter Auslösung
97	14/2 R-Auslösung	I-Stabil-Aus	Stabil.-Strom bei letzter Auslösung
98	14/3 X-Auslösung	I-OS-Aus	Strom der 2. Oberschw. bei letzter Ausl.
99	-		1. Im Anzeigemodus: Umschaltung vom Anzeige- in den Einstellmodus 2. Im Einstellmodus: Speicherung der geänderten Parameter

Anhang D

Programmroutinen des MZR-Betriebssystems

Nachfolgend sind die Funktionen der einzelnen Programmroutinen des Betriebssystems in der Ordnung ihrer jeweiligen Priorität aufgelistet. Die Zahl 0 bezeichnet dabei die höchste Prioritätsstufe. Die Zahl 5.0 bedeutet beispielsweise, daß der Interruptgruppe die Priorität 5 zugewiesen wurde und die Task innerhalb dieser Gruppe die fest eingestellte Priorität 0 besitzt.

DMA-Kanal 0, Datenübertragung

Priorität: 0.0

Aufgabe: Einlesen der Abtastwerte in den Ringspeicher, Generierung eines Interrupts zum Aufruf der Task DMAINT, wenn ein aus 8 Worten bestehender Abtastwertesatz eingelesen wurde.

Taskname: Kein Softwarezugriff möglich

IR-Bedienart: (DMA, single transfer mode, I/O -> memory)

Start durch: DMA-Anforderung über V25-Pin DMARQ0 vom Signal STS des A/D-Wandlers

DMA-Kanal 1, Datenübertragung

Priorität: 0.1

Taskname: Kein Softwarezugriff möglich

IR-Bedienart: (DMA, burst mode, memory -> memory)

Start durch: Task DMAINT

Aufgabe: 1. Übertragung der Abtastwerte aus dem Ringspeicher des Zentralrechners ins Dual-Port RAM des Signalprozessors.
2. Übertragung der vom Signalprozessor berechneten Impedanzen in den Arbeitsspeicher der Impedanzschutz-Routine. DMA-Kanal 1 generiert keinen Interrupt

Priorität: 1.0, 1.1, 1.2

Aufgabe: Zur Zeit nicht vergeben

DMA-Kanal 0, Interrupt

Priorität: 2.0

Taskname: DMAINT

Dateiname: HAUPT.SAL

IR-Bedienart: register bank switching ("register bank switching" und "context switching" sind dasselbe)

Start durch: Interrupt INTD0 von DMA-Kanal 0

Aufgabe:

1. Rücksetzen des zur Generierung des S&H-Impulses benötigten Zählers
2. Neuinitialisierung und Start von DMA-Kanal 0 zur Abtastwertübertragung in den Ringspeicher
3. Kontrolle der Stromamplitude und Umschaltung der Stromverstärkung zwischen V1 und V16
4. DMA-Kanal 1 zur Übertragung der Abtastwerte ins Dual-Port RAM initialisieren und starten
5. Signalprozessor starten
6. Watchdog rücksetzen
7. Datum und Uhrzeit verwalten
8. Betriebsmessung starten
9. DMA-Kanal 1 zur Übertragung der Impedanzwerte vom Dual-Port-RAM in den Arbeitsspeicher der Impedanzschutz-Routine initialisieren und starten
10. Aufruf der Impedanzschutz-Task oder im Abgleichbetrieb Aufruf der Abgleich-Task
11. Adreßverwaltung für Ringspeicher, in den DMA-Kanal 0 die Abtastwerte schreibt

DMA-Kanal 1, Interrupt

Priorität: 2.1

Taskname: Interrupt von DMA-Kanal 1 wird nicht benutzt

IR-Bedienart: macro-service oder bank-switching

Start durch: INTD1

Aufgabe: Zur Zeit keine

Serielle Schnittstelle 0, Fehlererkennung, Interrupt

Priorität: 3.0

Taskname: EROTSK

Dateiname: SER.ASM

IR-Bedienart: vector-interrupt

Start durch: Interrupt INTSER0 von serieller Schnittstelle 0

Aufgabe: Bearbeitung von Fehlermeldungen, die der serielle Schnittstellenbaustein 0 meldet

Serielle Schnittstelle 0, Empfänger, Interrupt

Priorität: 3.1

Taskname: REOTSK

Dateiname: SER.ASM

IR-Bedienart:macro-service und bank-switching

Start durch: Interrupt INTSR0 von serieller Schnittstelle 0

Aufgabe: Empfang der Daten vom Datenkonzentrator

Serielle Schnittstelle 0, Sender, Interrupt

Priorität: 3.2

Taskname: TROTSK

Dateiname: SER.ASM

IR-Bedienart:macro-service und vector interrupt

Start durch: Interrupt INTST0 von serieller Schnittstelle 0

Aufgabe: Sendetask für Datenübertragung an Datenkonzentrator

Serielle Schnittstelle 1, Fehlererkennung, Interrupt

Priorität: 4.0

Taskname: Noch nicht implementiert

IR-Bedienart:vector-interrupt

Start durch: Interrupt INTSER1 von serieller Schnittstelle 1

Aufgabe: Bearbeitung von Fehlermeldungen, die der serielle Schnittstellenbaustein 1 meldet

Serielle Schnittstelle 1 Empfänger, Interrupt

Priorität: 4.1

Taskname: Noch nicht implementiert

IR-Bedienart:macro-service und bank-switching

Start durch: Interrupt INTSR1 von serieller Schnittstelle 1

Aufgabe: Empfang der Daten vom Diagnoseterminal oder Parametrierrechner

Serielle Schnittstelle 1, Sender, Interrupt

Priorität: 4.2

Taskname: Noch nicht implementiert

IR-Bedienart:macro-service und vector interrupt

Start durch: Interrupt INTST1 von serieller Schnittstelle 1

Aufgabe: Sendetask für Datenübertragung zum Diagnoseterminal
oder Parametrierrechner

Timer Einheit 0, Interrupt

Priorität: 5.0
Taskname: Interrupt ist gesperrt
IR-Bedienart: alle
Start durch: INTTU0,
Aufgabe: Zur Zeit keine

Timer Einheit 1, Interrupt

Priorität: 5.1
Taskname: Interrupt ist gesperrt
IR-Bedienart: alle
Start durch: INTTU1
Aufgabe: Zur Zeit keine

Timer Einheit 2, Interrupt

Priorität: 5.2
Taskname: Im Schutzbetrieb: Impedanz-Schutz
Im Abgleichbetrieb: ABGLPR
Dateiname: Im Schutzbetrieb: ISCHUTZ.SAL
Im Abgleichbetrieb: ABGL.ASM
IR-Bedienart: bank-switching
Start durch: Setzen des Interrupt-Flags im Interrupt Request
Control Register von Timer-Einheit 2 durch die Task
DMAINT.
Aufgabe: Im Schutzbetrieb:
1. Auswertung der vom Signalprozessor berechneten
und mit DMA-Kanal 1 übertragenen Impedanzwerte.
2. Bei Feststellung eines Fehlers Generierung der
Schaltimpulse für Leistungsschalter
3. Start der Störungsaufzeichnungs-Task (zur Zeit
noch nicht implementiert)
4. Übertragung von Zustandsmeldungen an die Task zur
Bearbeitung von Datenkonzentrator-Meldungen und
Start dieser Task (zur Zeit noch nicht implemen-
tiert)
Im Abgleichbetrieb:
Anzeige der Effektivwerte aller Eingänge des

Analog-Multiplexers

Externer Interrupteingang 0, Interrupt

Priorität: 6.0

Taskname: FLTASK

Dateiname: FLOPPY.ASM

IR-Bedienart:vector interrupt

Start durch: Setzen des Interrupt-Flags im Interrupt Request Control Register von External Interrupt 0 durch die Task ImpedanzSchutz.

Aufgabe: Übertragung der im Ringspeicher stehenden Abtastwerte an die Floppy-Aufzeichnungseinheit

Externer Interrupteingang 1, Interrupt

Priorität: 6.1

Taskname: BETRM

Dateiname: BETR.ASM

IR-Bedienart:bank-switching

Start durch: Setzen des Interrupt-Flags im Interrupt Request Control Register von External Interrupt 1 durch die Task ImpedanzSchutz.

Aufgabe: Durchführung der Betriebsmessung

Externer Interrupteingang 2, Interrupt

Priorität: 6.2

Taskname: SRTASK

Dateiname: SER.ASM

IR-Bedienart:vector interrupt

Start durch: Setzen des Interrupt-Flags im Interrupt Request Control Register von External Interrupt 2 durch Empfangs- und Fehlertask der seriellen Schnittstelle 0 zur Kommunikation mit dem Datenkonzentrator oder durch Netzschutz-Task

Aufgabe: Bearbeitung der Telegramme für den Datenverkehr mit dem Datenkonzentrator

Langzeit-Timer (Time Base Counter), Interrupt

Priorität: 7 (keine weiteren Interrupts in der Gruppe)

Taskname: TAUdT

Dateiname: ITAST.ASM

IR-Bedienart:vector interrupt

Start durch: Interrupt vom Time Base Counter

(bei Taktfrequenz 5 MHz alle 13,1 ms)

Aufgabe: Bedienung der Tastatur- und Anzeigeeinheit,
Bereitstellen der Daten für Diagnoseterminal und
Parametrierrechner

CPU, Hauptprogramm

Priorität: 7, Normalbetrieb

Taskname: START

Dateiname: HAUPT.SAL, Include-Datei START.SAI

IR-Bedienart:keine Interrupt-Routine

Start durch: Reset

Aufgabe: 1. Initialisierung des Prozessors und der
verschiedenen Tasks
2. Freigabe der Interrupts
3. Selbsttest in Endlosschleife

Anhang E

Beschreibung der Arithmetik-Prozeduren des MZR

1.: Float

wandelt den übergebenen ganzzahligen Wert in eine Gleitkommazahl um. Der übergebene ganzzahlige Wert ist 32 Bit lang und wird als vorzeichenbehaftet interpretiert.

2.: AddFloat

addiert zwei Gleitkomma-Zahlen A und B und gibt das Ergebnis zurück. Falls bei der Addition der gültige Wertebereich des Datentyps REAL verlassen wird, ist das Ergebnis eine sogenannte ungültige Zahl. In diesem Fall wird das Ergebnis von AddFloat entsprechend markiert, so daß folgende Operationen mit diesem Ergebnis immer wieder zu einer ungültigen Zahl führen.

3.: SubFloat

subtrahiert B von A und liefert das Ergebnis zurück. SubFloat überwacht die Einhaltung des gültigen Zahlenbereichs (wie bei AddFloat beschrieben).

4.: MulFloat

multipliziert die Zahlen A und B und liefert das Produkt zurück. Auch hier wird einerseits das Verlassen des gültigen Zahlenbereichs überprüft, andererseits führt die Übergabe ungültiger Zahlen an MulFloat zu einem ungültigen Resultat.

5.: DivFloat

dividiert A durch B und liefert den Quotienten zurück. Bereichsüberprüfungen werden wie bei MulFloat vorgenommen. Zusätzlich wird als Ergebnis eine ungültige Zahl zurückgegeben, sofern der Divisor B identisch Null ist (Division durch Null).

6.: OrdinaryReal

überprüft, ob A eine gültige Zahl ist. OrdinaryReal gibt eine 1 zurück, wenn es sich bei dem übergebenen Wert um eine gültige Realzahl handelt. Umgekehrt wird 0 zurückgegeben, sofern A außerhalb des darstellbaren Zahlenbereichs liegt. Mittels dieser Funktion kann (und sollte) überprüft werden, ob eine Berechnung ordnungsgemäß ausgeführt werden konnte.

7.: Fixed

gibt den (gerundeten) ganzzahligen Teil der übergebenen Gleitkommazahl A zurück. Das Ergebnis ist ein vorzeichenbehafteter Integer-Wert der Breite von 32 Bit. Demzufolge muß der ganzzahlige Anteil von A mit 32 Bit darstellbar sein (d. h. im Bereich von -2^{31} bis $2^{31}-1$ liegen), um eine einwandfreie Wandlung zu gewährleisten. Liegt A außerhalb dieses Bereichs, so gibt Fixed den vorzeichenrichtigen Maximalwert -2^{31} bzw. $2^{31}-1$ zurück. Außerdem wird in diesem Falle das Carry-Flag zum Zeichen des bei der Wandlung eingetretenen Überlaufs gesetzt. Eine einwandfreie Wandlung der Realzahl ist demzufolge am gelöschten Carry-Flag erkenntlich.

8.: ScaleFixed

mittels ScaleFixed werden aus Gleitkommazahlen Festkommazahlen erstellt. ScaleFixed gibt wie Fixed den ganzzahligen Anteil von A als Long Integer zurück. Zusätzlich kann jedoch ein Skalierfaktor 2^{Scale} angegeben werden. ScaleFixed gibt den ganzzahligen Anteil von $A \cdot 2^{\text{Scale}}$ zurück. Der Skalierfaktor Scale kann hierbei im Bereich $-128 \leq \text{Scale} \leq 127$ liegen.

9.: AddiereLongWord

addiert A und B. Die beiden Operanden wie auch das Funktionsergebnis sind Integer-Zahlen der Breite von 32 Bit. Es erfolgt keine Überprüfung auf eine eventuelle Vorzeichenumkehr des Ergebnisses durch Überlauf.

10.: SubtrahiereLongWord

subtrahiert B von A. Die Funktionsweise ist ansonsten identisch der von AddiereLongWord.

11.: VergleicheLongWord

führt einen vorzeichenlosen Vergleich von A zu B aus. Der Typ des Resultats ist folgendermaßen definiert:

Vergleichstyp = (Gleich, Kleiner, Größer).

12.: Wurzel

Wurzel berechnet die Quadratwurzel des im Registerpaar BX:CX übergebenen ganzzahligen Wertes. Das Ergebnis wird mit Register SI zurückgegeben. Wurzel führt zuerst eine Startwertabschätzung durch, der dann mehrere Newton-Iterationen folgen. Der absolute Fehler der Prozedur liegt unter 2 LSB.

13.: CompBetrag

Berechnet den Betrag der in den Registern AX (Wert R) und CX (Wert I) übergebenen komplexen Zahl $R + jI$ nach der Vorschrift /E.1/:

$$|R + jI| = \sqrt{R^2 + I^2}.$$

Das Ergebnis steht in AX. Die Startwertbestimmung der Quadratwurzel geschieht nach folgendem Ansatz /B.1/:

$$\sqrt{R^2 + I^2} = \begin{cases} 0,96 \cdot |R| + 0,398 \cdot |I| & \text{für } |R| > |I| \\ 0,96 \cdot |I| + 0,398 \cdot |R| & \text{für } |R| \leq |I| \end{cases}$$

Der auf diese Weise bestimmte Startwert ist mit einem relativen Fehler kleiner als 4% behaftet. Eine nachfolgende Newton-Iteration reicht somit für eine hinreichend genaue Betragsbestimmung. Der relative Fehler des Ergebnisses liegt dann unter 0.1 %.